



Energía

# Diagnóstico

Diagnóstico base  
para la Transición  
Energética Justa

Energía  del Cambio

## DIAGNÓSTICO BASE PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA

Presidente de la República  
***Gustavo Petro Urrego***

Vicepresidenta de la República  
***Francia Márquez Mina***

Ministro de Minas y Energía  
***Omar Andrés Camacho Morales***

### ***Equipo Transición Energética Justa***

*Diseño y Diagramación*  
***Olga Lucía Rojas Solórzano***

*Revisión y Corrección de estilo*  
***Yecid Giovanni Muñoz Santamaria***

***Stephanie Ailen Brito***  
***Daniel Felipe González Contreras***

***Martha Lucia Bernal Suárez***  
***Luisa María Fernández Ospina***

*Fotografía*  
***Iván Felipe Orozco Ardila***

## CONTENIDO

Introducción .....	<b>9</b>
<b>1. Tendencias globales de transición energética e implicaciones para Colombia ..</b>	<b>15</b>
1.1. El auge de las energías renovables .....	16
1.1.1. Energía hidroeléctrica.....	21
1.1.2. Energía solar fotovoltaica y solar térmica .....	21
1.1.3. Energía eólica terrestre y costa afuera .....	22
1.1.4. Biomasa y bioenergía .....	23
1.1.5. Energía geotérmica .....	25
1.1.6. Energía marina .....	28
1.2. Otras tecnologías para la transición energética.....	28
1.2.1. Tecnologías de almacenamiento de energía .....	28
1.2.2. Hidrógeno .....	30
1.2.3. Distritos energéticos .....	34
1.2.4. Tecnologías para la transición del calor .....	34
1.2.5. Energía nuclear .....	35
1.2.6. Captura, almacenamiento y uso de carbono (CCUS) .....	36
1.3. El auge de la movilidad eléctrica .....	37
1.4. Contexto internacional de los hidrocarburos .....	40
1.4.1. Gas natural .....	42
1.5. La situación del carbón.....	45
1.5.1. Carbón metalúrgico-coque como encadenamiento productivo y materia prima industrial .....	52
1.6. Conclusiones .....	56
<b>2. Experiencias internacionales en procesos de transición energética justa .....</b>	<b>59</b>
2.1. Extractivismo y justicia en la Transición Energética.....	60
2.2. El renacer verde de las políticas industriales.....	64
2.3. La apuesta por transiciones energéticas justas .....	67
2.4. Estrategias para operacionalizar la transición energética justa .....	72
2.4.1. <i>Diversificación de economías basadas en recursos fósiles</i> .....	72
2.4.2. <i>Retiro anticipado de plantas de generación fósil</i> .....	73
2.4.3. <i>Recuperación de suelos a posteriori a la explotación de fósiles</i> .....	74
2.4.4. <i>Democratización energética</i> .....	76
2.4.5. <i>Impuesto al carbono</i> .....	77

2.4.6. Integración en energía eléctrica regional.....	78
2.4.7. Diplomacia regional para habilitar la transición energética.....	83
2.5. Minerales estratégicos en la Transición Energética Justa .....	85
2.6. Conclusiones.....	94
<b>3. El sistema energético colombiano de cara a la Transición Energética Justa .....</b>	<b>98</b>
3.1. Oferta y demanda de energía .....	98
3.2. Eficiencia energética.....	105
3.2.1. Intensidad energética y balance de energía útil .....	105
3.2.2. Electrificación y eficiencia energética .....	110
3.2.3. Distritos energéticos como alternativa de eficiencia energética .....	111
3.3. Contexto del sector eléctrico colombiano y sus retos en torno a TEJ.....	112
3.3.1 Estructura del sistema eléctrico y mercado.....	112
3.3.1.1. Estructura del sistema eléctrico.....	113
3.3.1.2. Mercado eléctrico .....	117
3.3.1.3. Usuarios, generación distribuida y prosumidores .....	119
3.3.2 Cobertura, tarifas y calidad del servicio.....	122
3.3.2.1 Sistema eléctrico en zonas no interconectadas (ZNI).....	122
3.3.2.2. Tarifas de energía eléctrica.....	127
3.3.2.3. Calidad del servicio de energía eléctrica.....	131
3.3.2.4. Retos para mejorar la calidad de la energía eléctrica en el marco de la TEJ .....	134
3.3.3 El sector eléctrico de cara a la TEJ.....	135
3.3.3.1. Situación de las termoeléctricas .....	135
3.3.3.2. Despliegue de las FNCER y digitalización .....	140
3.3.3.3. Redes de transmisión y flexibilidad del SIN para el ingreso de FNCER.....	148
3.3.3.4. Barreras del sector eléctrico en el marco de la TEJ.....	152
3.3.4 Retos del sector eléctrico en el marco de la TEJ.....	157
3.4. Contexto nacional de la industria de hidrocarburos .....	159
3.4.1. Upstream.....	159
3.4.1.1. Exploración.....	159
3.4.1.2. Reservas y recursos.....	162
3.4.1.3. Producción de petróleo y gas .....	163
3.4.2. Transporte de petróleo, combustibles líquidos y gas natural (midstream).....	166
3.4.3. Downstream .....	173
3.4.3.1. Refinación.....	173

3.4.3.2. Distribución .....	176
3.4.3.3. Distribución de gas .....	180
3.4.4. Retos del sector hidrocarburos en el marco de la TEJ .....	183
3.5. Carbón.....	185
3.5.1. Carbón térmico.....	185
3.5.2. Carbón metalúrgico.....	191
3.5.3. Retos del carbón de cara a la TEJ.....	194
<b>4. Dependencia económica de hidrocarburos y carbón .....</b>	<b>197</b>
4.1. Un patrón de desenvolvimiento económico dependiente de las materias primas.....	198
4.2. Los hidrocarburos y el carbón como principales dinamizadores de la economía colombiana.....	200
4.3. Dimensiones de la dependencia .....	201
4.3.1. Dependencia productiva.....	202
4.3.1.1. Empleo .....	205
4.3.1.2. Encadenamientos .....	208
4.3.1.3. Inversión.....	212
4.3.1.4. Territorial.....	219
4.3.1.5. Un panorama general.....	222
4.3.2.1. Ingresos totales de la nación .....	224
4.3.2.2. Aportes fiscales del sector E&P de hidrocarburos .....	225
4.3.2.3. Sistema General de Regalías.....	229
4.3.2.4. Territorial.....	233
4.3.2.5. Subsidios sobre hidrocarburos y carbón .....	237
4.3.2.6. Finanzas sostenibles .....	241
4.3.3.1. Cuenta corriente .....	246
4.3.3.2. Cuenta financiera.....	252
4.3.3.3. Inversión extranjera directa .....	254
4.4. Consenso en torno al diagnóstico.....	256
4.5. Retos del modelo de desenvolvimiento económico dependiente de las materias primas .....	258
<b>5 Justicia social, ambiental, energética y climática en la transición energética ...</b>	<b>260</b>
5.1 Modelo extractivista, conflictividad socioambiental y retos del sector minero-energético .....	261
5.1.1. Conflictividad socioambiental asociada al modelo extractivista .....	262
5.1.1.1. Conflictos por el uso, manejo y tenencia de la tierra y del territorio .....	263

5.1.1.2. Participación de las autoridades y de la población local.....	266
5.1.1.3. Dinámicas territoriales, actores armados y extractivismo .....	270
5.1.2. Problemáticas en el marco de la democratización energética.....	272
5.1.3. Instrumentos existentes de gestión de la conflictividad del sector minero-energético .....	279
5.1.3.1. Estrategias de gestión social de carácter obligatorio en el sector minero-energético .....	280
5.2 Cambio climático, transición energética y sustentabilidad .....	285
5.2.1. Transición energética y cambio climático.....	287
5.2.2. Instrumentos de gestión para la mitigación de los impactos asociados al cambio climático .....	290
5.2.2.1. Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del Sector Minero-Energético .....	291
5.3 De territorios de sacrificio a corredores de vida.....	294
5.3.1. Impactos económicos, ambientales y sociales por la incertidumbre del mercado internacional de los combustibles fósiles .....	295
5.3.2. Hacia una economía descarbonizada – proyecciones de reconversión laboral y productiva en corredores de vida .....	303
5.4 Retos socioambientales para la TEJ .....	308
<b>6 Marco normativo, políticas públicas y las estrategias de gobierno para la TEJ</b>	<b>310</b>
6.1 Relacionamiento de Colombia con otros países de Latinoamérica en materia de marcos normativos para energías renovables, TEJ e integración energética .....	310
6.2 Marco normativo, políticas públicas y las estrategias de Gobierno en Colombia	315
6.3 Retos del marco normativo de la TEJ .....	324
<b>Anexo 1. Impactos ambientales de las FNCER.....</b>	<b>327</b>
<b>Referencias .....</b>	<b>332</b>

## **SIGLAS**

BID:	Banco Interamericano de Desarrollo
CAN:	Comunidad Andina de Naciones
CANREL:	Comité Andino de Organismos Normativos y Reguladores de Servicios de Electricidad
CONPES:	Consejo Nacional de Política Económica y Social
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DANCP:	Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa
DNP:	Departamento Nacional de Planeación
GEI:	Gases de Efecto Invernadero
HVDC:	Corriente Continua de Alta Tensión
IES:	Institución de Educación superior
IPCC:	Intergovernmental Panel on Climate change
IRENA:	Agencia Internacional de Energía Renovable
FENOGE:	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
FNCER:	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
MAERCP:	Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo
NDC:	Contribuciones determinadas a nivel nacional
OIT:	Organización Internacional del Trabajo
OMM:	Organización Meteorológica Mundial
OMS:	Organización Mundial de la Salud
ONU:	Organización de las Naciones Unidas
PEN:	Plan Energético Nacional
PIB:	Producto Interno bruto
PIGCC:	Plan Integral de Gestión del Cambio Climático
PIGCCme:	Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del Sector Minero Energético

PM2,5:	Materia particulada de 2,5 micras de diámetro
PM10:	Materia particulada de 10 micras de diámetro
SGR:	Sistema General de Regalías
SINEA:	Sistema de Interconexión Eléctrica Andina
SME:	Sector Minero Energético
SNGRD:	Sistema Nacional de Gestión del riesgo de Desastres
TEJ:	Transición Energética Justa
UPME:	Unidad de Planeación Minero-Energética

## Introducción

La Transición Energética Justa es un proceso clave para la lucha contra el cambio climático, que implica la transformación de los sistemas energéticos actuales en un modelo bajo en emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), más justo<sup>1</sup> y sostenible.

Existe un consenso científico, conformado por más de 99 % de las publicaciones revisadas por pares y avalado por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático en el cual están representados los 195 países (IPCC, por su sigla en inglés) sobre el hecho de que la crisis climática es causada por el modelo de desarrollo imperante, basado en la quema de combustibles fósiles (IPCC, 2021; Lynas et al., 2021). Lo anterior ha propiciado una respuesta a nivel global consignada en el Acuerdo de París de 2015, instrumento por medio del cual 195 naciones adoptan un plan para reducir las emisiones de GEI y limitar el calentamiento global en dos grados celsius o menos con respecto a la época preindustrial.

La mitad de las emisiones de GEI a nivel mundial proviene de la utilización de fuentes de energía fósiles (IPCC, 2021). Por tanto, en la política energética global se ha vuelto fundamental la descarbonización. El IPCC ha alertado en reiteradas ocasiones que, si se mantiene indefinidamente la extracción, la transformación y el uso de los combustibles fósiles, no será posible cumplir los objetivos consignados en el Acuerdo de París y sus actualizaciones en el Acuerdo de Glasgow (IPCC, 2018, 2022b, 2023).

Es importante tener en cuenta que el cambio climático puede generar alteraciones sobre los patrones del clima, tales que la temperatura podría aumentar más de 5 °C en relación con la época preindustrial. Se estima que algunos impactos de dicho aumento pueden ser: disminución del caudal de agua en los ríos al 20 %-40 %; reducción en la productividad del maíz africano y norteamericano entre 5 %-15 %; pérdida de cerca 250.000 km<sup>2</sup> de humedales; mayor frecuencia en veranos más calientes; y, pérdidas de productividad en la agricultura en casi todas las regiones del mundo, con un aumento potencial del doble en los precios de los granos (Ramírez-Tovar et al., 2021; Rodríguez Becerra et al., 2015; Science, 2021).

---

<sup>1</sup> La transición energética se plantea como justa porque, desde un enfoque de justicia social, ambiental y energética, definidos a profundidad en el capítulo 2.1, tiene una perspectiva de equidad en la distribución de cargas y beneficios asociados a proyectos minero-energéticos y sus transiciones, reconocimiento de distintas visiones de futuro y sistemas normativos, y de reconocimiento de los daños causados hasta el momento, así como la disposición de no repetición.

De acuerdo con el más reciente Informe Bienal de Actualización de Colombia a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC), en 2018 el país emitió 279,19 millones de toneladas CO<sub>2</sub>e, que representan el 0,39 % de las emisiones del mundo. Entre 1990 y 2018 la composición promedio de las emisiones fue de 63,4 % proveniente de agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra (AFOLU, por su sigla en inglés); 28,4 % de energía; 5,3 % de residuos y 2,9 % de procesos industriales y uso de productos (IPPU, por su sigla en inglés) (IDEAM et al., 2021).

Aunque la gran mayoría de las emisiones de GEI en Colombia no proviene del sector minas y energía, este sector sí juega un papel clave no solo para cumplir las metas de descarbonización nacionales, sino para preparar al país ante los impactos provocados por los procesos de descarbonización de otros países. Por ejemplo, es tarea de este sector pensar cómo preparar la economía nacional ante las incertidumbres, en las compras de carbón colombiano, los precios internacionales del petróleo y o el abastecimiento energético que puedan irse dando a través de ese proceso de descarbonización. La transición energética permite avanzar en el cumplimiento de los compromisos internacionales de reducción de GEI y asegurar la soberanía energética y la estabilidad económica del país frente a la incertidumbre en los mercados internacionales de combustibles fósiles. A su vez, dado que menos de una quinta parte de la energía que se consume en el país corresponde a electricidad, para dicha transición no es suficiente la adición de nuevas fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) a la matriz energética, sino que es preciso sustituir el uso de los combustibles fósiles en la generación de electricidad, así como en otros sectores de la economía.

De esta forma, el compromiso de reducir en un 51 % las emisiones de Colombia en 2030 frente a un escenario base, y el de ser un país carbono-neutral en 2050, ambos compromisos adquiridos en la COP26 de Glasgow, desarrollada en 2021, obliga a reorientar las políticas públicas hacia una aceleración decidida de la transición energética en Colombia.<sup>2</sup> La transición en Colombia tiene además una dimensión de importancia internacional toda vez que la producción GEI integrados en las exportaciones de combustibles fósiles de Colombia ha contribuido en el pasado con hasta 3,87 veces más emisiones que lo que el país emite dentro de su territorio (Ráez Luna, 2019).

---

<sup>2</sup> Colombia ratificó los Acuerdos de París mediante la Ley 1844 de 2017. La contribución nacionalmente determinada se actualizó en 2020 CITA, dando cumplimiento a los compromisos adquiridos al ratificar los Acuerdos de París.

Esto se explica porque el modelo de desarrollo económico de Colombia ha dependido en las últimas décadas de la exportación de hidrocarburos y carbón —más de la mitad de las exportaciones, así como parte sustancial de las inversiones extranjeras directas, los ingresos fiscales, entre otros, provienen de las ventas externas de estos energéticos—. Por esta dependencia, una transición global más allá de los combustibles fósiles expone al país a un riesgo económico considerable. Cuando la demanda global de estos energéticos disminuya en favor de fuentes de energía menos contaminantes, será muy difícil continuar el modelo de desarrollo económico actual. De hecho, ante los desarrollos en la lucha global contra la crisis climática están aumentando las incertidumbres respecto al futuro de las exportaciones, tanto de carbón (Yanguas-Parra et al., 2023) como de petróleo (Huxham & Anwar, 2023) en los mercados tradicionales a los que ha exportado Colombia. Una Transición Energética Justa en Colombia supone entonces una transformación hacia una economía diversificada.

Según el Índice de Adaptación Global de la Universidad de Notre Dame (ND-GAIN, por su sigla en inglés), que mide la vulnerabilidad/preparación de un país frente a los efectos del cambio climático, Colombia ocupa el puesto 91 entre 182 países en cuanto a preparación y el 84 en cuanto a vulnerabilidad<sup>3</sup>. Esto posiciona a Colombia como el sexto país más vulnerable entre aquellos con ingreso medio-alto en el mundo, un puesto menos vulnerable que Brasil y dos más que México. Es importante destacar que, respecto a la resiliencia del sistema energético colombiano a la variabilidad climática, existe alta vulnerabilidad del sistema eléctrico ante variaciones hidrológicas (condiciones invierno y sequía) (Zapata et al., 2018). Dicha vulnerabilidad se magnifica ante las condiciones asociadas a fenómenos climáticos como el de la Niña y el Niño, que se vuelven más frecuentes e intensos a medida que se profundiza la crisis climática (Cai et al., 2014, 2015).

Esta vulnerabilidad requiere tomar medidas para adaptación a, y mitigación de, los impactos del cambio climático. Las condiciones de invierno o de sequía, por ejemplo, tienen una particular implicación en el sistema eléctrico colombiano, por lo que se hace necesaria no solo la diversificación de fuentes de generación, sino también la modernización de los mercados para garantizar un sistema resiliente ante la entrada masiva de fuentes variables de energía renovable a diferentes escalas.

Existe, además, otra razón para adelantar una Transición Energética Justa, y tiene que ver con los conflictos ligados al modelo minero-energético vigente.

---

<sup>3</sup> El índice que mide la exposición y sensibilidad frente al cambio climático a partir de seis factores que sustentan la vida: comida, agua, salud, hábitat, infraestructura y servicios ecosistémicos (ND\_GAIN, 2020).

Distintos estudios han vinculado el creciente número de disputas socioambientales en Colombia con actividades extractivas como la minería o la exploración y producción de hidrocarburos (Duarte et al., 2021; PARES, 2018; Pérez-Rincón, 2014; Velásquez, 2021b). Esta conflictividad se ha atribuido, en parte, a las relaciones entre los actores en las áreas donde se desarrollan las actividades extractivas, que tienden a ser verticales (Velásquez, 2021b), limitan la consecución de acuerdos y, en algunos casos, han profundizado las desigualdades sociales y económicas (Duarte et al., 2021).

Las dificultades, hoy en día, no solo se extienden a los proyectos mineros y de hidrocarburos, sino también a los de FNCER, haciendo que muchos de estos se encuentren retrasados. Las formas de ingreso, operación e interacción de algunas de estas iniciativas han provocado resistencias entre las poblaciones locales (Barney, 2023; Ulloa, 2021b; Vega-Araújo & Heffron, 2022). De acuerdo con la organización Foro-Región Central (2023), la Ley de Transición Energética no estableció lineamientos para que en estos proyectos se garanticen derechos a la participación, el ambiente sano y la integralidad cultural de las poblaciones étnicas. Para afrontar este desafío, una Transición Energética Justa se propone incluir la dimensión socioambiental, replanteando la interacción social, política y económica de los proyectos de energías limpias con los territorios y las comunidades, así como una distribución equitativa de las cargas y de los beneficios socioambientales de estas iniciativas.

La Transición Energética Justa que adelanta el Gobierno se fundamenta en **cuatro pilares**:

- 1. Equidad y democratización:** incluir la justicia social, ambiental y energética, un mayor respeto a los ecosistemas y sus habitantes, una mejor distribución de cargas y beneficios, así como mayor democracia respecto a la propiedad, la gestión y la toma de decisiones en los procesos de transición energética.
- 2. Gradualidad, soberanía y confiabilidad:** donde aplique, se buscará la sustitución progresiva y pertinente de la matriz actual por una más limpia y eficiente, asegurando el suministro energético y propendiendo por una creciente seguridad y autosuficiencia energética nacional.
- 3. Participación social vinculante:** dar mayor incidencia a las personas y comunidades afectadas, tanto históricamente por los proyectos del sector minero-energético, como por la transición energética, de diversas formas.
- 4. Intensiva en conocimiento:** apalancarse en los procesos de transición energética para reactivar el aparato industrial y agropecuario de Colombia, creando alternativas

laborales y económicas y facilitando la superación del modelo económico extractivista.

Uniendo los distintos pilares presentados, la Transición Energética Justa constituye un elemento catalizador para la apuesta de reindustrialización del país, basada en aprovechar los minerales propiedad del Estado en cadenas productivas que permitan una generación de valor agregado, permitiendo superar de manera gradual el modelo de desarrollo extractivista. Se plantea entonces que la reindustrialización, el fortalecimiento del agro y la recuperación de una soberanía productiva y alimentaria contribuyan, de la mano de una política de soberanía energética de la mano de la Transición Energética Justa, permitan absorber el choque que inherentemente implicarán posibles reducciones en las exportaciones de carbón y crudo de Colombia.

El objetivo con las cadenas productivas es generar valor agregado, empleo, riqueza y producir bienes intermedios o finales para el mercado local y las exportaciones. De igual manera, resulta crítico promover el uso sustentable de los recursos naturales implementando el concepto de justicia ambiental, que ha de asegurar el respeto de los derechos fundamentales de las comunidades, sus territorios y su entorno socioambiental.

Colombia, dada su diversidad geográfica, se ha posicionado como un territorio con ventajas comparativas para la generación de energías alternativas. Es ya reconocido el inmenso potencial de recursos que se encuentran en la región norte del Caribe, donde los regímenes de viento, incluido el costa-afuera, y la radiación solar se destacan internacionalmente entre los mejores de su clase. La vocación agrícola del país debe ser también aprovechada para generación de bioenergía pues la diversidad de pisos térmicos, su régimen hídrico y su posición geográfica permiten la producción de biomasa durante todo el año. El potencial de generación de energía geotérmica también resulta aprovechable a lo largo de los volcanes de la cordillera Central, así como en las cuencas sedimentarias, donde se podría aprovechar la infraestructura existente de la industria de hidrocarburos. La generación de hidrógeno de bajas emisiones no solo puede ser una fuente alternativa de energía, sino también desembocar en diferentes usos agrícolas e industriales que agregarían valor y eficiencia a la agricultura nacional.

Este informe de diagnóstico consta de seis capítulos, contruidos a partir de las perspectivas internacionales, los avances del país en transición energética, los trabajos previos tanto del sector público como de la academia, el sector privado y la

sociedad civil; incluye, a su vez, la sistematización de los 27 diálogos territoriales y empresariales realizados por el Ministerio de Minas y Energía en diferentes regiones del país entre el 29 de septiembre de 2022 y el 11 de abril de 2023.

El documento se estructura así: en los dos primeros capítulos se presentan las tendencias globales en transición energética y las implicaciones para Colombia, y se revisan los procesos de transición justa en el mundo y el rol de la justicia socioambiental. El tercer capítulo describe el estado actual del sistema energético colombiano, incluyendo sector eléctrico, carbón, gas combustible, petróleo y derivados, y el potencial del país en las diferentes FNCER y las oportunidades para la sustitución de combustibles fósiles en los usos finales de energía. En los capítulos cuarto y quinto se analizan los retos del modelo económico colombiano dada su dependencia de los combustibles fósiles y las falencias actuales del país en cuanto a justicia social y ambiental en relación con la transición energética. En el sexto capítulo se aborda el marco legal actual para la transición energética. Finalmente, se consignan en las conclusiones los principales retos que deberá abordar la hoja de ruta de dicha transición.

## 1. Tendencias globales de transición energética e implicaciones para Colombia

Este capítulo tiene dos objetivos. Primero, reconocer una serie de tendencias económicas, tecnológicas y geopolíticas que afectan a los mercados internacionales de los dos principales energéticos primarios que extrae Colombia (petróleo y carbón), de los que dependen gran parte de nuestras exportaciones<sup>4</sup>. Segundo, mostrar algunas de las principales herramientas de las que ya se dispone, por lo menos en el ámbito técnico-económico, para adelantar una transición energética más allá de los combustibles fósiles, especialmente en cuanto a consumo final de energía.

El uso de energéticos fósiles y la deforestación son la principal causa del calentamiento global observado desde mediados del siglo XX. Para el periodo 2011-2020 la temperatura del planeta alcanzó 1,1 °C por encima del promedio observado entre 1850-1900 (IPCC, 2023). El objetivo establecido en el Acuerdo de París, que busca limitar el calentamiento global a 1,5 °C este siglo, requiere el abandono gradual de los combustibles fósiles reduciendo su participación en el consumo mundial de energía de un 80 % a un 20 % en 2050 (IEA, 2021b). La figura 1.1 muestra los tipos de emisiones globales de GEI. Los fósiles (carbón, petróleo y gas) tienen la mayor participación en las décadas reportadas<sup>5</sup>.

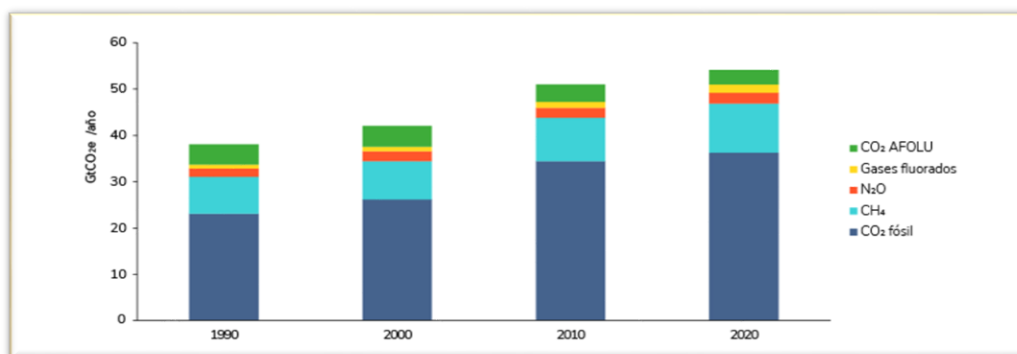


Figura 1.1. Emisiones históricas de GEI por fuente de emisión (1990-2021).  
Fuente: elaboración propia con datos de (UNEP, 2022a, p. 5).

<sup>4</sup> Véase capítulo cuarto para un mayor detalle sobre la dependencia económica de estos recursos.

<sup>5</sup> El dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) es emitido a la atmósfera por dos fuentes principales, del sector AFOLU, relacionado con usos del suelo; y, por la combustión de recursos fósiles. El metano CH<sub>4</sub> es emitido durante el transporte de hidrocarburos, y en prácticas agrícolas de ganadería, uso y descomposición de desechos orgánicos. El óxido nitroso N<sub>2</sub>O es emitido durante prácticas agrícolas, combustión de hidrocarburos y desechos, y en el tratamiento de aguas residuales. Por último, los gases fluorados: hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos, hexafluoruro de azufre y el trifluoruro de nitrógeno, son gases sintéticos derivados de procesos industriales (EPA, 2021).

Los desarrollos tecnológicos de los últimos años han permitido transitar a nuevas formas de aprovechamiento de la energía (sección 1.1). Si bien esto abre importantes oportunidades para los procesos de transición en los sistemas energéticos de Colombia, también alberga fuertes retos tanto internos como de cara al comercio internacional.

Como lo desarrollan las secciones 1.2 a 1.4, los cambios en curso a nivel global en materia de generación eléctrica y movilidad están ya logrando importantes reducciones en el consumo global de carbón y petróleo, los dos principales renglones de exportación de Colombia. En la presente sección se pretende, entonces, ubicar la transición energética del país en el contexto más amplio de transición energética mundial con un énfasis en aquellos desarrollos que, a pesar de que ocurren a escala global, probablemente tendrán mayor impacto en la trayectoria de transición nacional. En otras palabras, teniendo en cuenta que el petróleo y el carbón orientados a la exportación representaron más del 60 % de la energía primaria producida en Colombia en 2021<sup>6</sup>, la transición energética del país necesariamente se verá afectada por la transición energética global, ya que tanto aumentos como reducciones del consumo global de petróleo y carbón afectan, vía los mercados de exportaciones, la situación de Colombia.

## 1.1. El auge de las energías renovables

La principal tendencia en materia energética a nivel global tiene que ver con la posibilidad, por primera vez en varias décadas, de encontrar sustitutos energéticos a los combustibles fósiles, de manera que muchas de las actividades humanas puedan continuar, a la vez que se reduce la dependencia de tales combustibles, los procesos de investigación en temas de transición serán fundamentales para apoyar el proceso con desarrollos nacionales<sup>7</sup>. En esta sección se trata de mostrar cómo las drásticas reducciones en costos, los importantes avances en eficiencia y eficacia de distintas tecnologías —encabezadas por la energía solar fotovoltaica y la energía eólica—, así como su despliegue exponencial están cambiando el panorama mundial de la energía con importantes consecuencias para Colombia.

En la figura 1.2 se constata que la capacidad de generación renovable ha tenido un crecimiento rápido en las últimas dos décadas, pasando de representar poco más de 20

---

<sup>6</sup> Véase sección 3.1.

<sup>7</sup> Política de Innovación e Investigación Orientada por Misiones (PIIOM) [https://minciencias.gov.co/sala\\_de\\_prensa/consulta-ciudadana-hojas-ruta-PIIOM](https://minciencias.gov.co/sala_de_prensa/consulta-ciudadana-hojas-ruta-PIIOM)

% de las adiciones de capacidad de generación en 2001 a más de 80 % en 2021. Tan solo entre 2012 y 2020 las renovables han añadido a la red más capacidad instalada que los combustibles fósiles y la energía nuclear juntos, para un total de más de 240 GW de FNCER instalados en 2021. La parte derecha de la figura 1.2, por su parte, muestra la tendencia de despliegue (neto) de renovables, que ha venido acelerándose, llevando a que en 2020 se instalaran por primera vez más de 250 GW de renovables a nivel mundial; en 2021, 295 GW, y en 2022, casi 340 GW. Para 2023, la IEA espera que se superen los 400 GW netos a escala global (IEA, 2023i). Todo lo anterior ha incidido en que, del consumo final total de energía a nivel global, se haya pasado de suplir 16.7 % en 1990 a más del 20% en 2022, a la vez que aumentó el consumo en varios órdenes de magnitud (World Bank, 2021b) .

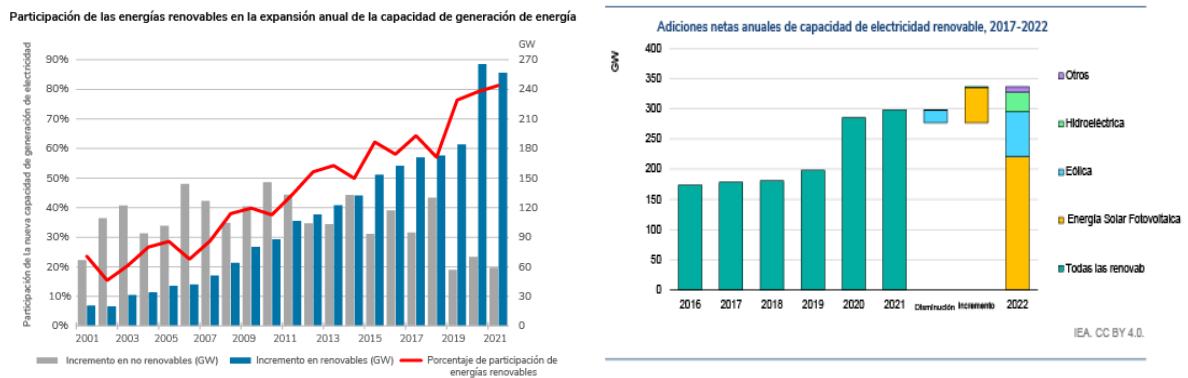


Figura 1.2. Izquierda: proporción de la nueva capacidad de generación eléctrica a nivel global (renovable vs. no renovable) en GW (2001-2021).

Derecha: adiciones netas de capacidad renovable 2016-2022.

Fuente: IRENA (2022c, p. 3); IEA (2023i, p. 16).

En la figura 1.3 se muestra un comparativo de los costos nivelados de generación eléctrica (LCOE) para cada tipo de tecnología FNCER entre 2010 y 2021, se analizan los LCOE referidos por proyecto de acuerdo con su capacidad (círculos en colores) y se estima un promedio ponderado de la variación entre el rango temporal (líneas conectadas por cada punto), también se muestra la distribución de los LCOE entre el percentil 5 y 95 (cajas en colores), a nivel global los costos de generación de electricidad con distintas tecnologías de origen renovable han experimentado fuertes reducciones que incluso están llegando a rangos por debajo de los costos de generación de combustibles fósiles (franja oscura de la figura 1.3). Adicionalmente, los LCOE con energía solar fotovoltaica han caído en promedio para el periodo 2010 a 2021 en un valor aproximado de 88 % a nivel global. El caso de la energía eólica es

similar, toda vez que los costos promedio de generación han experimentado reducciones hasta en un 67 % entre 2010 y 2021<sup>8</sup>.

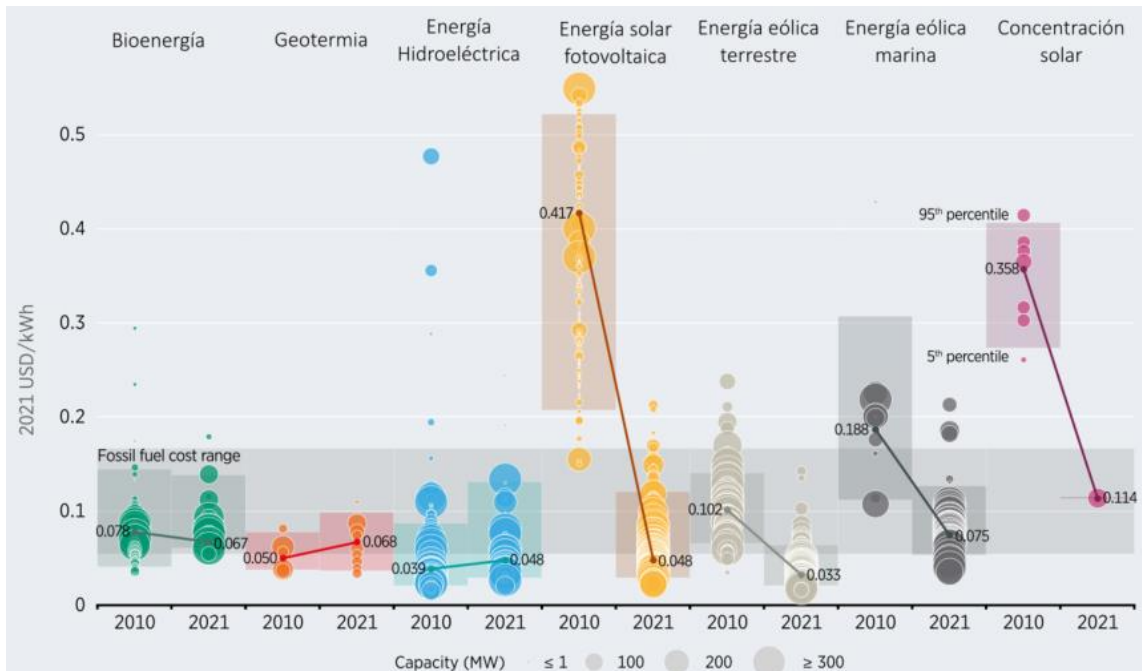


Figura 1.3. Promedio ponderado global de costos nivelados de generación eléctrica para nuevos proyectos con FNCER, 2010-2021.

Fuente: IRENA (2022d, p. 31).

La tecnología que ha experimentado la reducción más drástica en términos de inversión es la energía solar fotovoltaica, como se puede ver en la figura 1.4, los costos de inversión por kW instalado han caído aproximadamente en 82 % entre 2010 y 2021.

<sup>8</sup> La reducción en el costo promedio de las tecnologías de generación eléctrica de fuentes renovables tiene un impacto positivo en la promoción de dichos esquemas, haciendo que el costo por cada kWh generado sea competitivo con las fuentes tradicionales de generación. Con el beneficio adicional de no requerir combustibles para su funcionamiento, sino que su insumo energético proviene de fuentes naturales de renovabilidad continua.

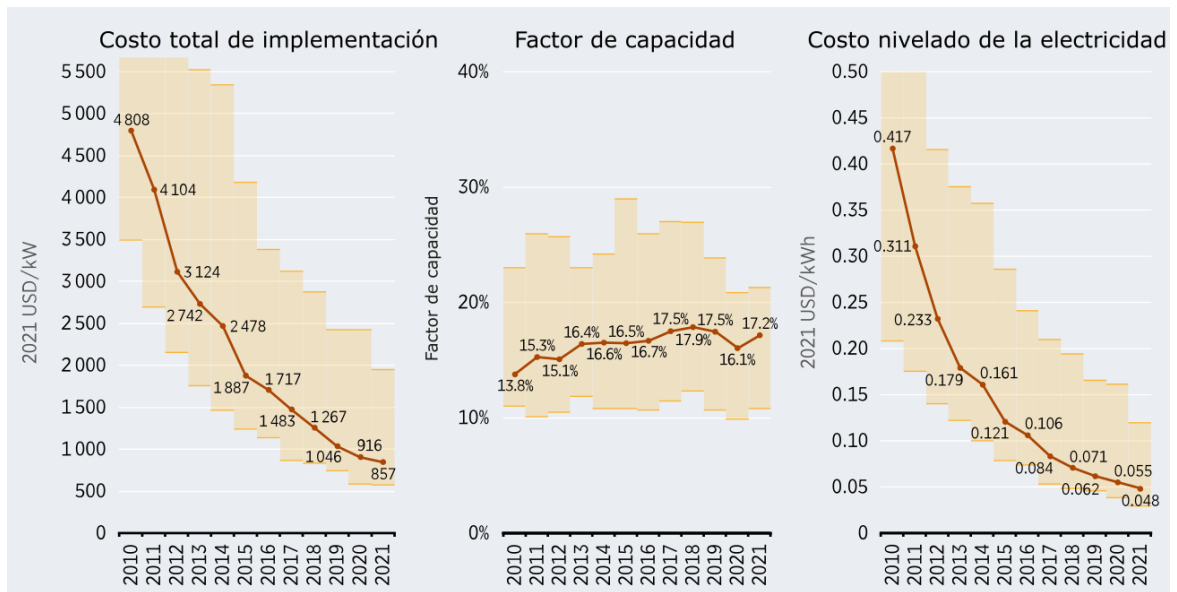


Figura 1.4. Promedio ponderado global de 1) costos totales de inversión; 2) factores de capacidad y 3) costos nivelados de generación eléctrica para nuevos proyectos de energía solar fotovoltaica (2010-2021)

Fuente: IRENA (2022d, p. 71).

Ha ido emergiendo, entonces, una variedad de tecnologías para la generación de electricidad o los aprovechamientos energéticos, con diversos grados de madurez tecnológica, viabilidad comercial y complejidad. Sin embargo, considerando la evolución en materia de precios (figuras 1.3 y 1.4), disponibilidad de recursos y trayectoria histórica de la energía hidroeléctrica o el uso de biomasa sólida, se puede constatar que estas dos alternativas, junto con la energía solar fotovoltaica y la energía eólica terrestre, representaron 96,1 % del acumulado de capacidad instalada de FNCER para 2022 (figura 1.5).

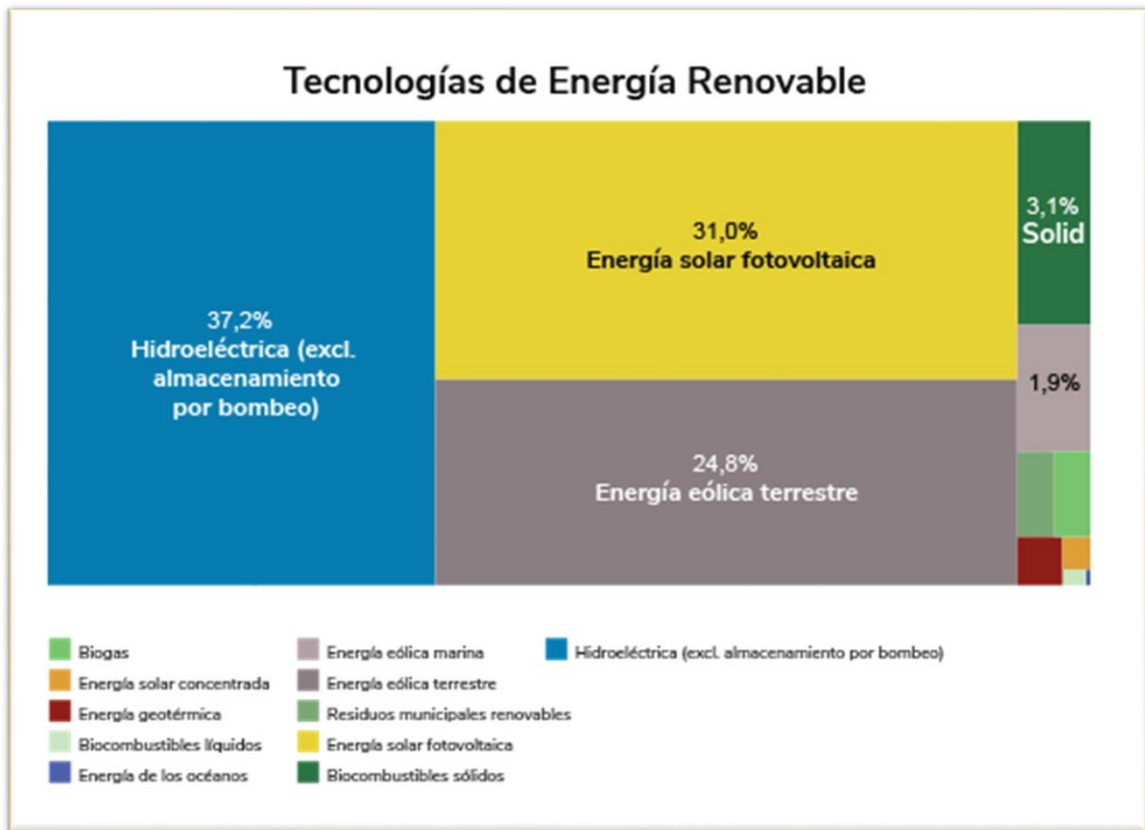


Figura 1.5. Despliegue acumulado de tecnologías de aprovechamiento de energía renovable a nivel global.

Fuente: IRENA (2023b).

Diversas fuentes (IPCC, (2018, 2023); IEA, (2021b, 2022m); BP, (2023) Shell, (2023); (IISD, 2022; TUED, 2022); (Gobierno de Colombia, 2021b) muestran que la electrificación de los sectores económicos es uno de los elementos centrales para reducir la dependencia energética de los combustibles fósiles. Esto implica que dimensiones como la movilidad, distintos procesos industriales o actividades como la cocción de alimentos o la calefacción de espacios o de agua pasen de funcionar con gas, derivados del petróleo o carbón a funcionar con alternativas eléctricas<sup>9</sup>. En ese orden de ideas, si bien no toda la transición gira alrededor de la electrificación, esta sí corresponde a un epicentro de los cambios por venir. Por esta razón, tanto los párrafos siguientes como toda la sección 3.3 del presente documento dan especial importancia a la generación de electricidad, particularmente aquella proveniente de fuentes no

<sup>9</sup> Se hace la salvedad de que el ritmo de dicha electrificación o el orden temporal y espacial en que debe ocurrir serán distintos en cada país dado que necesitan ajustarse a las realidades económicas, energéticas, culturales o tecnológicas de cada contexto.

convencionales de energía renovable (FNCER). A continuación, se presenta un breve resumen de la situación de las principales fuentes de energía (eléctrica) renovable.

### 1.1.1. Energía hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica es una de las fuentes de energía renovable más utilizadas en todo el mundo. Su generación se basa en la conversión de la energía cinética del agua en energía eléctrica a través del uso de turbinas y generadores. La construcción de presas y centrales hidroeléctricas es una práctica común en todo el mundo y puede variar desde pequeñas instalaciones que generan energía para comunidades locales hasta grandes presas y centrales hidroeléctricas que producen energía para grandes ciudades y regiones enteras.

En América Latina la potencia instalada superó los 400 GW en 2019, lo que representa un aumento del 50 % desde 2010 (De la Hoz, 2021). La tecnología ha sido, pues, altamente adoptada. Entre los tipos de presas y centrales hidroeléctricas más comunes se encuentran las de embalse y las centrales hidroeléctricas de bombeo, las cuales requieren la construcción de una presa o embalse para almacenar el agua. Por otro lado, existen las presas de derivación y las centrales hidroeléctricas de pasada, las cuales no necesitan la construcción de un embalse y utilizan el caudal natural de un río.

### 1.1.2. Energía solar fotovoltaica y solar térmica

El segundo lugar en el volumen de despliegue en el mundo lo ocupa esta fuente de energía. Como se introdujo antes, es la tecnología que ha experimentado mayor reducción en costos de inversión, generación y operación en los últimos años (figura 1.4). Adicionalmente, es la que presenta el mayor crecimiento proyectado en la actualidad (IRENA, 2022e; REN 21, 2022). Hace poco, debido a estímulos de política pública, entre otras razones, se convirtió también en la tecnología más barata de la historia para generar electricidad (IEA, 2020b) por lo que se espera que siga siendo un campo en rápido crecimiento, cada vez más eficiente y asequible. La energía solar fotovoltaica goza, además, de una gran modularidad, por lo que se está instalando de formas muy diversas: sobre techos, de manera complementaria a la producción agrícola —agrovoltaica— (Fraunhofer ISE, s. f.) o incluso flotante, tanto en represas como en áreas costeras. Debido a esta modularidad, así como a los costos cada vez más asequibles de inversión, incluso en proyectos a pequeña escala, constituye igualmente un elemento importante para apuestas de democratización energética que permitan a más personas y comunidades participar en la producción de energía,

lo anterior, sin importar si se encuentran conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) o si por el contrario hacen parte de las Zonas No Interconectadas (ZNI).

Por otro lado, la energía termosolar de concentración (CSP, por su sigla en inglés), utiliza la radiación solar concentrada por espejos o lentes para generar calor, que se emplea para producir vapor y generar a su vez electricidad mediante una turbina. Se distinguen tres tecnologías principales: centrales de canales parabólicos, heliostatos (torre) y reflectores lineales Fresnel. Usualmente es combinada con el almacenamiento térmico, lo que aumenta sus usos potenciales y hace que sea más versátil y eficiente en aplicaciones, por ejemplo, para calentamiento de agua en el sector residencial y comercial.

### 1.1.3. Energía eólica terrestre y costa afuera

Esta fuente se ubica en tercer lugar y también ha experimentado importantes avances tecnológicos en los últimos años. La fuerza del viento ha sido utilizada durante siglos para moler granos y extraer agua. Sin embargo, su uso para generar electricidad es relativamente nuevo. En Colombia el primer parque eólico se instaló en 2004. Desde entonces la tecnología ha avanzado significativamente. Los aerogeneradores modernos son capaces de producir energía a gran escala de manera cada vez más eficiente y a menor costo. Gracias a los avances en la altura, el tamaño de los rotores y las aspas, los materiales y los avances que permiten el almacenamiento de energía y el monitoreo remoto, la energía eólica se ha convertido en una de las FNCER más importantes del mundo (figura 1.5).

Por otro lado, la energía eólica costa afuera ha emergido como una tecnología que puede desplazar y complementar de forma eficiente y rápida a la generación convencional a gran escala (Minenergía, 2022c). El diámetro del rotor de las turbinas eólicas costa afuera en 2019 era 1,25 veces mayor que el de las terrestres, y se estima que en 2035 será 1,5 veces mayor (Wiser *et al.*, 2021). Por tanto, se necesitan menos aerogeneradores para satisfacer la misma demanda. Además, dependiendo de su ubicación, pueden funcionar con factores de capacidad más elevados. Los parques eólicos costa afuera son cada vez más comunes y los nuevos diseños de turbinas eólicas aumentan su eficiencia. Tecnologías actuales han permitido aumentar la longitud de las aspas, mejorar sus cualidades aeroelásticas y aumentar el tamaño del rotor. Estos nuevos modelos son especialmente atractivos para los parques costa afuera, donde las turbinas pueden aprovechar al máximo su potencial y obtener mayores beneficios en comparación con las turbinas tradicionales (European Commission. Joint Research Centre., 2022).

#### 1.1.4. Biomasa y bioenergía

El siguiente lugar lo ocupa la energía producida a partir de materiales como madera, bagazo u otros tipos de biomasa agrícola, a través de procesos termo y bioquímicos. Se trata de una de las alternativas renovables con menores impactos ambientales, especialmente cuando se trata de aprovechamientos de biomasa residual o biogas. Sin embargo, en cualquier caso, genera emisiones de GEI. Por ello, en los últimos cinco años diferentes gobiernos y agentes privados han empezado a considerar la producción de bioenergía mediante captura y almacenamiento de carbono (BECCS, por su sigla en inglés) o incluso incorporando la utilización de esto (caso en el cual la sigla será BECCU) (IEA Bioenergy, 2022).

Adicionalmente, el biogás proveniente de la descomposición de materia orgánica puede utilizarse localmente para la cocción de alimentos o para la producción combinada de calor y electricidad. Como alternativa, el biogás de relleno sanitario puede depurarse en gas natural renovable (biometano), el cual puede inyectarse en las redes de gas natural o venderse directamente a los clientes a través de estaciones de servicio, aumentando la cuota de gas verde distribuido a los usuarios finales (ibid).

Respecto a la generación de electricidad con energéticos renovables la bioenergía agrupa muchas tecnologías: gasificación, cogeneración, co-combustión, digestión anaeróbica y ciclo orgánico de Rankine (ORC, por su sigla en inglés). En la tabla 1.1 se presentan las diferentes tecnologías para el aprovechamiento energético de la biomasa y su nivel de madurez.

	Laboratorio y prototipo	Demostración	Desarrollo temprano del mercado	Amplio despliegue
Digestión anaeróbica				
Upgrading del biogás				
Pirólisis				
Gasificación				
Generación / Cogeneración				
Co-combustión				
BIGCC				
ORC				
Gasificación / Motores				
Celdas de biocombustibles				
Etanol a partir de azúcar y almidón				
Biodiesel a partir de aceites				
Biometano para transporte				
Etanol celulésico				
Otras rutas biológicas				
HVO				
BECCS				
BECCU				

BIGCC: Ciclo combinado de gasificación integrada de biomasa

BECCS: Bioenergía con Captura y Almacenamiento de Carbono

ORC: Ciclo Orgánico de Rankine

BECCU: Bioenergía con Captura y Utilización de Carbono

HVO: Aceite vegetal hidrotratado

Tabla 1.1. Bioenergía: nivel de madurez tecnológica.

Fuente: adaptado de IEA (2017).

La bioenergía moderna, que excluye el uso tradicional de la biomasa, es la mayor fuente de energía renovable a nivel mundial ya que representa el 55 % de esta y más del 6 % del suministro mundial de energía. El escenario de emisiones netas cero para 2050 prevé un rápido aumento de su uso para desplazar a los combustibles fósiles en 2030. El uso de la bioenergía moderna ha aumentado una media del 7 % anual entre 2010 y 2021, y sigue una tendencia al alza. Es necesario redoblar los esfuerzos para acelerar su despliegue con el fin de alcanzar el escenario Net Zero, que prevé un aumento anual del 10 % en su uso entre 2021 y 2030, considerando el impacto social y ambiental que ello conlleva, con el fin de garantizar el equilibrio en el ecosistema y el desarrollo económico y justo de la sociedad. Para el caso de la generación de electricidad, las proyecciones de uso de la bioenergía casi se duplican, pasando de generar 750 TWh (alrededor del 2,5 % de la demanda total) en 2021 a 1350 TWh (alrededor del 3,5 % de la demanda total) en 2030 (IEA, 2023a).

Respecto a los biocombustibles, se prevé que la demanda mundial crezca un 20 % entre 2022 y 2027. Estados Unidos, Canadá, Brasil, Indonesia e India representan el 80 % de la expansión mundial de su uso ya que los cinco países cuentan con paquetes de políticas integrales que apoyan el crecimiento de esta industria. A nivel mundial se espera que la cuota de biocombustibles en el consumo de combustibles para el transporte aumente del 4,3 % al 5,4 % en este periodo (IEA, 2023a).

Otro uso importante de la bioenergía es el suministro de calor: representó el 70 % de todas las energías renovables utilizadas para ello en 2015, siendo la industria el mayor usuario final (63 %), seguida de los edificios (34 %) y la agricultura (3 %). Los mercados modernos de calefacción por bioenergía más desarrollados se encuentran en la Unión Europea, en virtud de la “Directiva sobre energías renovables”, que ha dado lugar a la introducción de medidas políticas de apoyo como subvenciones a la inversión, préstamos blandos e incentivos fiscales (IEA, 2017).

### 1.1.5. Energía geotérmica

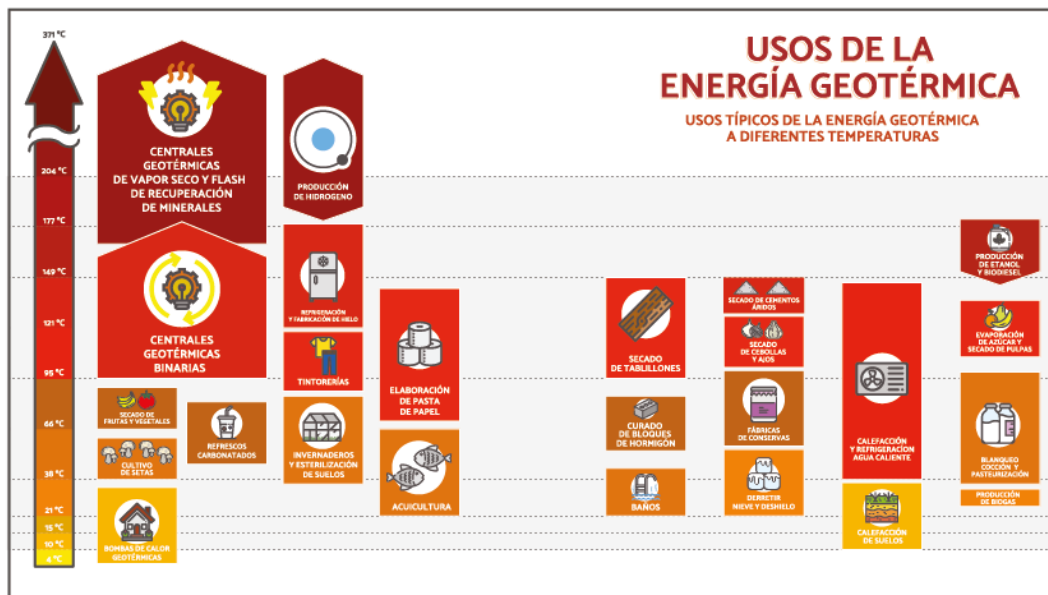


Figura 1.6. Diagrama de utilización de los recursos geotérmicos en el mundo, según la temperatura del fluido termal (agua, vapor y gases).

Fuente: SGC (2019, p. 7).

La energía geotérmica se basa en el aprovechamiento del recurso geotérmico, que según el decreto 1318 de 2022 (art. 2.2.3.8.9.1.2) define como “el calor contenido en el interior de la tierra, y el cual se almacena o está comprendido en las rocas del subsuelo y/o en los fluidos del subsuelo”. Directamente, no es necesario transformar

el calor en electricidad ya que se puede utilizar, una vez extraído, para procesos de calefacción o refrigeración en industrias o residencias o para diversos procesos industriales, dependiendo de la temperatura disponible. Indirectamente, el calor se puede transformar en energía eléctrica. Para esto existen dos clases de sistemas geotérmicos: los vapor-dominantes y los líquido-dominantes. Si es vapor-dominante, el recurso va directamente a la turbina para generar electricidad; si es líquido-dominante, se hace un proceso adicional para convertir el líquido en vapor y así generar energía. Una de las características de los sistemas geotérmicos es que suelen estar ubicados en zonas tectónicamente activas, donde el agua caliente o vapor se transportan a la superficie o son fácilmente accesibles a poca profundidad, por lo que es necesario que las plantas geotérmicas se encuentren cercanas a estos reservorios de calor. En la figura 1.6 se observa la utilización de los recursos geotérmicos en el mundo, según la temperatura del fluido termal (agua, vapor y gases).

Existen diversas tecnologías geotérmicas con diferentes niveles de madurez. Los sistemas para uso directo —como la calefacción urbana, las bombas de calor geotérmicas y la calefacción de invernaderos— son ampliamente utilizados y se consideran maduros. Por otro lado, la tecnología de generación de electricidad a partir de yacimientos hidrotermales con una permeabilidad natural elevada también es madura y fiable pues se ha utilizado comercialmente desde 1913 (Llopis Trillo & Rodrigo Angulo, 2008).

Dentro de la categoría de plantas geotérmicas de generación eléctrica hay de tres tipos: 1) de vapor seco, para sistemas vapor-dominantes (alta temperatura); 2) de vapor intermitente o *flash*, para sistemas líquido-dominantes, cuyo objetivo es vaporizar para generar por presión de vapor, y 3) binarias, en las que el fluido geotérmico transfiere calor a un fluido de menor temperatura de ebullición para generar vapor. Un ejemplo claro de un sistema geotérmico es la planta Svartsengi (Reykjanes, s. f.), en Islandia, la cual es una central de cogeneración que produce electricidad (76,4 MW), calefacción para un distrito cercano y también agua caliente para el balneario Blue Lagoon (Hitaveita Suðurnesja hf, 2003; Tran & Albertsson, 2010). Además de la cogeneración, la central cuenta con una planta piloto para producir metanol a partir del CO<sub>2</sub> contenido en el vapor de la planta. Por otro lado, en Kenia se está comprobando cómo la energía geotérmica puede complementar la generación hidroeléctrica brindando firmeza y confiabilidad al sistema eléctrico, a la vez que posibilita la entrada de altas cantidades de FNCER al sistema. Con esta combinación ese país está apuntando a 100 % de electricidad renovable en 2030 (Rapid Transition Alliance, 2022).

En ese orden de ideas, la energía geotérmica tiene el potencial de ser más estable que las energías renovables variables (solar y eólica) y con una amplia distribución a lo largo del planeta. Debido a su disponibilidad y el crecimiento y mejoramiento de las tecnologías para su aprovechamiento, su desarrollo ha visto un crecimiento continuo en los últimos cincuenta años (figura 1.7), con una tendencia a seguir creciendo en los años venideros. Esto gracias al desarrollo de nuevas tecnologías y la participación creciente de nuevos sectores energéticos, como la industria de los hidrocarburos, con gran conocimiento y experticia en los procesos de exploración y desarrollo de las cuencas sedimentarias del mundo, donde es posible combinar tecnologías para aumentar los beneficios (IRENA & IGA, 2023).

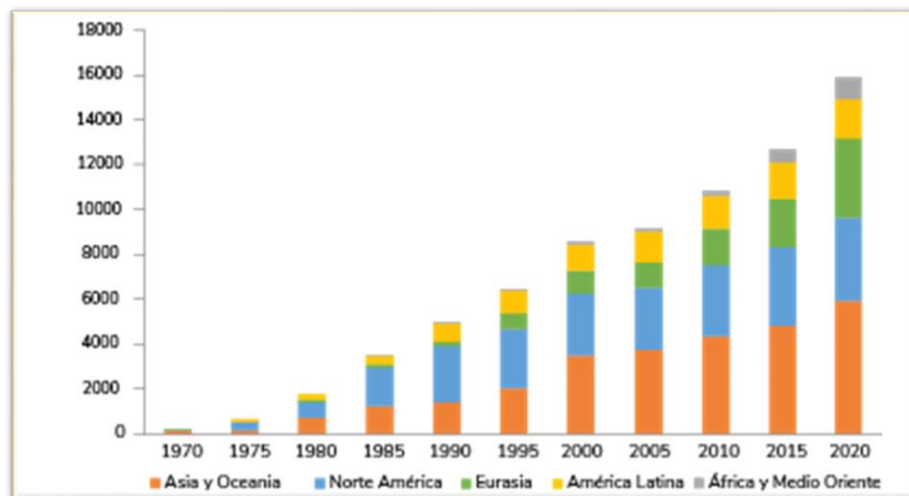


Figura 1.7. Crecimiento de la capacidad instalada de electricidad geotérmica por región.  
Fuente: IRENA e IGA (2023, p. 31).

En el panorama mundial Latinoamérica se encuentra en fases de desarrollo, a pesar de ser una de las regiones con mayor potencial de recursos geotérmicos gracias a su ubicación geológica alrededor del Cinturón de Fuego del Pacífico. Localmente los países de Centroamérica presentan un mayor avance en el desarrollo de estas tecnologías; mientras que en Sudamérica Chile y Brasil presentan avances en el uso de la energía geotérmica y Colombia ha iniciado un piloto de coproducción en el campo Las Maracas, de la cuenca de los Llanos Orientales, proyecto técnicamente definido como de media a baja entalpia que es desarrollado por la compañía hidrocarburífera Parex Resources. Este piloto aprovecha el calor de las aguas de producción de una explotación petrolera cubre apenas el 5 % del consumo energético del mismo campo.

### 1.1.6. Energía marina

Los océanos tienen el mayor potencial teórico de energía renovable en el mundo (Arias-Gaviria *et al.*, 2020). Sin embargo, el aprovechamiento de dicho potencial es aún limitado debido a los altos costos y niveles de desarrollo tecnológico insuficientes. Aunque existen múltiples tecnologías de aprovechamiento de energía marina, la mayoría de estas se encuentran en etapas de investigación y desarrollo o fases demostrativas. La energía mareomotriz es la que cuenta con un mayor nivel de desarrollo tecnológico (TRL<sup>10</sup> 7-9) y representa el 98 % de la capacidad instalada de energías marinas, con una potencia en operación comercial de aproximadamente 530 MW a nivel mundial (IRENA y OEE, 2023). Otras tecnologías incluyen aprovechamiento de aguas profundas para distritos térmicos (TRL 6-9), energía a partir de las olas (TRL 5-8), energía por gradientes térmicos oceánicos (TRL 3-6), y energía por gradientes térmicos salinos (TRL 3-6) (IRENA, 2020a; Johnston et al., 2021).

## 1.2. Otras tecnologías para la transición energética

La electrificación de distintos procesos de consumo final de energía constituye un elemento central en la transición energética más allá de los combustibles fósiles. Para que dicha electrificación funcione —y que además ocurra de la mano de altos volúmenes de FNCER, en su mayoría de naturaleza intermitente— se requieren sistemas de almacenamiento y tecnologías de comunicación y control que faciliten la coordinación entre las fuentes y la demanda, entre otros. Al mismo tiempo, es claro que la electrificación (directa) no es, ni puede ser, la única apuesta. Existen otras alternativas energéticas que también cumplen una función importante para descarbonizar distintos procesos energéticos. En los siguientes párrafos se presenta un recuento de los desarrollos en algunos de los ámbitos tecnológicos más importantes, de manera que se pueda entender con qué herramientas contamos a nivel global —y de manera incremental, a nivel nacional— para adelantar la transición energética más allá de los combustibles fósiles.

### 1.2.1. Tecnologías de almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía juega un papel fundamental en el esfuerzo por promover sistemas energéticos basados en electricidad y sistemas eléctricos sustentados en las FNCER. La selección de tecnologías para el almacenamiento de

---

<sup>10</sup> El nivel de madurez tecnológica (TRL, por su sigla en inglés) es una escala de 1 a 9, en la que 1-3 representan etapas de investigación; 4-5, etapas de desarrollo; 6, la etapa de demostración, y 7-9, la de implementación (7-prototipo y 9-etapa operativa) (IRENA, 2020a).

energía eléctrica depende, en gran medida, del marco temporal para el que se necesite “soporte”: almacenamientos de “corta duración” (es decir, desde segundos y minutos hasta menos de diez horas), de “mediana duración” (periodos de entre 10 y 100 horas) y de “larga duración” o “estacionales” (periodos superiores a 100 horas, normalmente semanas, meses y años) (Schoenung, 2001; Twitchell *et al.*, 2023).

Actualmente la tecnología con mayor despliegue para almacenar energía como soporte para los sistemas eléctricos es la energía hidroeléctrica de bombeo (IEA, 2022j), con la cual el agua de un reservorio inferior (en altura) es impulsada a uno superior usando electricidad en exceso: se genera electricidad en momentos de escasez volviendo a dejar caer el agua por una turbina. Sin embargo, también existe la posibilidad de almacenar energía eléctrica mediante métodos químicos, como las baterías de plomo-ácido o de iones de litio (usualmente  $\text{LiFePo}_4$ ). A nivel global está en curso un *boom* en la instalación de baterías a gran escala. Entre 2021 y 2022 la capacidad instalada casi que duplicó su ritmo de crecimiento. Esto tiene que ver con el hecho de que entre 2010 y 2021 los costos de inversión en baterías a gran escala se redujeron en hasta un 90 % (REN 21, 2022). Por otro lado, el almacenamiento de energía también puede lograrse por medios térmicos tan simples como un depósito de agua caliente o bien, más avanzado, utilizando tecnologías como las sales fundidas (por ejemplo, las empleadas en la energía solar de concentración).

Considerando esto, estudios prevén que almacenar energía con aplicaciones estacionarias en baterías aumentará de 2 GW en 2017 a un aproximado de 175 GW en 2030 a nivel mundial, adicionalmente se estima que el almacenamiento por bombeo hidroeléctrico alcance los 235 GW al mismo año (IRENA, 2017). Para este tipo de almacenamiento la tecnología predominante son baterías de iones de litio. Adicionalmente, existe el almacenamiento híbrido, por ejemplo, en combinación con baterías de sodio-azufre o de flujo redox (Fraunhofer ISE, 2023). En EE. UU. AES Energy desarrolló para Southern California Edison un proyecto de 400 MWh (100 MW durante 4 horas) con un sistema de baterías de iones de litio (AES, s. f.). Por su parte, en Australia empresas como Tesla han venido instalando proyectos de almacenamiento de energía a gran escala con baterías. La más grande, con una capacidad de 450 MWh, es capaz de descargar 300 MWh. Gracias a estas baterías la red eléctrica de esa parte de Australia ha podido cerrar varias centrales térmicas de carbón (FERNYHOUGH, 2023).

Otra tecnología de almacenamiento es la producción de hidrógeno verde. Usando electricidad solar o eólica en momentos de abundancia, se produce el hidrógeno mediante electrólisis y luego se almacena (DOE, s. f.) en forma gaseosa (lo

que requiere tanques de alta presión con rangos entre 350 y 700 bares) o líquida (requiriendo temperaturas criogénicas menores a  $-252,8$  °C). Como lo indican estudios nacionales (Dyner *et al.*, 2022; Henao *et al.*, 2019; Henao & Dyner, 2020; Zapata *et al.*, 2018) e internacionales (IRENA, 2023a), las tecnologías ya disponibles de almacenamiento de energía traen grandes oportunidades para la descarbonización dado que dependen del aumento en las capacidades de generación con FNCER. Para Colombia estos desarrollos tienen doble significado. Por el lado externo implican que cada vez son menores las barreras para que a nivel internacional se pueda sustituir el uso de carbón para la generación de electricidad. Por ende, las mejoras en almacenamiento, ligadas a las caídas en costos de las FNCER, pueden incidir en la demanda futura de carbón térmico. En el frente doméstico, la disponibilidad de capacidades de almacenamiento —en particular las ya existentes en forma de embalses, pero también la posibilidad de despliegue de baterías a gran escala— ofrece importantes oportunidades para acelerar el avance de las FNCER.

### 1.2.2. Hidrógeno

Una segunda alternativa que puede cumplir un papel central en los esfuerzos de descarbonización es el hidrógeno. Este vector energético se perfila como estratégico puesto que puede llegar a sustituir combustibles fósiles como el gas, el carbón o derivados del petróleo en distintos usos finales en los cuales otras alternativas, como la electrificación directa o la bioenergía, no son una opción. Los potenciales usos del hidrógeno como energético van desde el calor directo para procesos industriales, pasando por el almacenamiento de energía y la industria petroquímica, hasta diferentes medios de transporte (Van Renssen, 2020).

Como lo muestra la figura 1.8, existen diferentes procesos y tecnologías para producir hidrógeno. Definidos por colores, los más comunes actualmente son gris, negro (o marrón), azul y verde. El hidrógeno gris, que domina la producción actual, se produce por medio del reformado con vapor, que rompe las moléculas de metano (principal componente del gas natural) para producir hidrógeno, especialmente destinado a la industria petrolera. Por su parte, el hidrógeno marrón o negro, la segunda tecnología más utilizada, se produce a través de la gasificación del carbón. Ambos procesos son intensivos en emisiones de GEI y consumo de energía (Howarth & Jacobson, 2021). Cuando se incluyen tecnologías de captura, almacenamiento y uso del carbono (CCUS, por su sigla en inglés), el hidrógeno se designa como azul. El hidrógeno verde se produce utilizando la electricidad renovable para, por medio de electrólisis, dividir las moléculas de agua. Adicionalmente, en distintos países, incluido Colombia según lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) se

está explorando el potencial de un tipo adicional de hidrógeno (Blanco) (Hand, 2023). Este hidrógeno natural, se encuentra como un gas libre, en una amplia gama de formaciones rocosas y regiones geológicas, parece ser una fuente prometedora, abundante y libre de carbono, que requiere una infraestructura mínima para su explotación, por lo tanto, algunos países se encuentran estimando su potencial y oportunidades de explotación a nivel comercial (Arcos & Santos, 2023).



Figura 1.8. Tecnologías y procesos disponibles para la producción de hidrógeno  
Fuente: elaboración propia con datos de Arcos & Santos (2023); Técnicas Reunidas (2023)

Actualmente, algunos países han migrado de una clasificación por colores como se presenta en la figura, a una escala asociada a las emisiones de CO<sub>2</sub>eq por kilogramo de hidrógeno, denominando hidrógeno de bajas emisiones. Esta clasificación permite incorporar múltiples tecnologías de producción y aumenta la participación en el mercado de países sin gran disponibilidad fuentes renovables (sol y viento). Sin embargo, esta clasificación de “bajas emisiones” depende de la metodología y frontera que se establezca para realizar la contabilidad de las emisiones.

En 2021 el hidrógeno azul y verde considerado en algunos países tecnologías de bajas emisiones, representó tan solo 1 % de la producción mundial de este vector (IEA, 2022k) por lo que avanzar en el desarrollo de tecnologías para su producción competitiva es fundamental de cara a la transición energética. La tecnología más eficiente en términos energéticos para conseguirlo es la electrólisis con electricidad renovable (Howarth & Jacobson, 2021; IEA, 2021a)<sup>11</sup>. Los factores de eficiencia en la conversión de electricidad a hidrógeno están entre el 65 % y el 80 % (IEA, 2022d).

A nivel global las inversiones para la producción e incluso la exportación de hidrógeno, especialmente verde, vienen en crecimiento. Debido a las dificultades logísticas relacionadas con su transporte y almacenamiento, especialmente por medios marítimos (Pomaska & Acciaro, 2022), actualmente está en curso un fuerte debate sobre la viabilidad económica de la exportación marítima de este vector en su forma pura. Se perfila entonces al amoniaco o el metanol como potenciales portadores para el transporte de hidrógeno en procesos de exportación (IRENA, 2022b)<sup>12</sup>. Así, aunque se debe continuar avanzando en la mejora de los procesos de producción de hidrógeno de bajas emisiones, es recomendable priorizar su uso para aquellos sectores en los que no tiene sustitutos (tabla 1.2) dado que en muchos sectores enfrentará la competencia de alternativas potencialmente más costo-eficientes, como la electrificación directa.

La tabla 1.2 muestra una categorización representada por las letras A, B, C, D, E, F y G. La categorización representa la competitividad de tecnologías a través de una escala de colores del verde al rojo, siendo el verde la tecnología más competitiva y la roja la menos competitiva para el uso final de hidrógeno.

Para los países que se proyectan como potenciales productores y exportadores de hidrógeno, como Colombia (Rodríguez-Fontalvo *et al.*, 2023), es recomendable mantener una visión crítica sobre las tendencias internacionales tanto en la oferta como en la demanda de hidrógeno y derivados, las viabilidades para su exportación (principalmente en forma de amoniaco), el tamaño potencial de los mercados y la potencial preferencia de estos por los productos derivados del hidrógeno verde. Si bien la apuesta de Colombia por el hidrógeno abre una ventana de oportunidades para diversificar tanto la oferta de energía interna como las exportaciones del país, existen aún múltiples retos por abordar. Por ejemplo, las dificultades logísticas y los

---

<sup>11</sup> Esto tiene que ver con las altas pérdidas de eficiencia energética registradas por la captura y el almacenamiento de carbono ligadas al hidrógeno azul.

<sup>12</sup> Un hallazgo que se asemeja al de GIZ (2023).

altos costos de transportar dicho producto o sus derivados (IRENA, 2022b; Liebreich, 2022).

De cara a los desarrollos que se han dado desde la publicación de la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia (Minenergía, 2021a) se vuelve crucial analizar con cuidado dichas tendencias internacionales, avanzar en la caracterización de potencial de otras formas de producción de hidrógeno de bajas emisiones, como el blanco, y cómo podrían contribuir a la diversificación de la oferta de hidrógeno en Colombia, impulsar a nivel nacional los usos estratégicos del hidrógeno y sus derivados (tabla 1.2), y diversificar las inversiones que se hagan en materia de transición energética y económica. Adicionalmente, siguen en curso los debates respecto a los costos del transporte del hidrógeno, su almacenamiento y las posibles modificaciones a la infraestructura de procesamiento, transporte y distribución, así como su manejo seguro, en caso de que se quiera optar por reusar la infraestructura existente de transporte y almacenamiento de hidrocarburos.






	 Industria química	 Sistema eléctrico	 Transporte aéreo y marítimo	 Transporte terrestre	 Procesos de calor
A	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fertilizantes</li> <li>Metanol</li> <li>Hidrocrackeo</li> <li>Desulfuración</li> </ul>				
B	<ul style="list-style-type: none"> <li>Acero</li> <li>Producto químico</li> </ul>	Almacenamiento de largo plazo	<ul style="list-style-type: none"> <li>En forma de amoníaco o metanol para transporte marítimo intercontinental.</li> <li>Aviación en forma de SAF (Combustibles sostenibles de aviación)</li> </ul>		
C					Procesos industriales de alta temperatura uso al 100% y blending
D				Vehículos pesados	Calefacción comercial
E		<ul style="list-style-type: none"> <li>Redes aisladas</li> <li>Importación/exportación de energía.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ferries locales</li> <li>Embarcaciones costeras y fluviales</li> </ul>		
F				<ul style="list-style-type: none"> <li>Buses Carga liviana (última milla)</li> <li>Vehículos livianos particulares</li> </ul>	
G		Estabilización de sistemas de potencia		<ul style="list-style-type: none"> <li>Trenes metropolitanos</li> <li>Vehículos de 2 y 3 ruedas.</li> </ul>	

Tabla 1.2. Nivel de competitividad de los actuales usos de hidrógenos identificados a nivel mundial.  
Fuente: elaboración propia con base en (Agora Energiewende & AFRY Management Consulting, 2021; IRENA, 2022a; Liebreich, 2021)

### 1.2.3. Distritos energéticos

Las ciudades están adoptando sistemas de distritos energéticos para lograr beneficios importantes que incluyen: suministro de energía asequible, menor dependencia de las importaciones de energía y combustibles fósiles, desarrollo económico comunitario y control comunitario del suministro de energía, mejoras en la calidad del aire local, reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub> y una mayor participación de las energías renovables en la matriz energética (UNEP, 2015).

Los distritos energéticos son ampliamente usados a nivel mundial. Se trata de infraestructuras para generar energía de manera centralizada y distribuirla mediante redes, como un servicio energético, a múltiples usuarios en sectores residenciales, industriales y comerciales. Para efectos de este documento nos referiremos a distritos energéticos o distritos térmicos. Estas tecnologías combinan diversos elementos, como cogeneración, almacenamiento térmico y bombas de calor geotérmicas. Esta solución ha sido implementada durante muchos años en un número creciente de ciudades en todo el mundo, representa una diversidad de tecnologías y busca desarrollar sinergias entre la producción y el suministro de calor, refrigeración, agua caliente sanitaria y electricidad.

En Estados Unidos, por ejemplo, hay más de 660 distritos energéticos que proporcionan calefacción a un área estimada de 5,5 billones de pies cuadrados y enfriamiento a 1,9 billones de pies cuadrados. La cogeneración desempeña un papel importante ya que está incluida en 281 instalaciones (43 % de todos los sistemas de energía urbana), proporcionando más de 6700 MW de capacidad y generando 30 millones de MWh de electricidad (U.S. Department of Energy, 2020). Otros países — como Canadá, Suecia, Dinamarca, Francia y Holanda— han apoyado en gran medida los distritos energéticos dentro de un esfuerzo más amplio para promover la “energía comunitaria” y la descarbonización, lo que también incluye la eficiencia energética, así como el uso de los recursos energéticos disponibles localmente (IEA Bioenergy, 2014; (Ceglia *et al.*, 2020).

### 1.2.4. Tecnologías para la transición del calor

Con el objetivo de aumentar la eficiencia energética y transitar a fuentes menos contaminantes que los combustibles fósiles, en la última década han ido surgiendo otras tecnologías que permiten transitar más allá de estos energéticos en procesos de calor a niveles residencial, industrial y terciario. En primer lugar, están las bombas de calor (*heat pumps*, en inglés), una tecnología que permite electrificar la calefacción

de espacios y fluidos de trabajo con muy altos niveles de eficiencia que pueden incluso llevar a que, por cada kWh de electricidad usado se generen hasta 4 kWh de energía térmica (IEA, 2022l) (Liebreich, 2023). A nivel global la IEA reconoce que en 2021 ya habían más de 190 millones de bombas de calor instaladas, siguiendo una tendencia cada vez más creciente. Este desarrollo se aceleró por eventos como la invasión a Ucrania o la Ley de Reducción de la Inflación (IRA, por su sigla en inglés) de EEUU<sup>13</sup>, que llevaron a un auge en las instalaciones de esta tecnología y contribuyeron de manera sustancial a reducir el consumo de gas natural especialmente en hogares (IEA, 2023c). Así como existen bombas de calor para usos domésticos, esta tecnología está empezando a entrar al segmento industrial, permitiendo la sustitución de gas y carbón en distintos procesos energéticos.

Una segunda familia de tecnologías está relacionada con los procesos de cocción. Aquí se distinguen las estufas de inducción (eléctrica), las ecoeficientes con biomasa y las convencionales a gas que son acoplables a biodigestores. Como se detalla en el documento *Potencial energético y alternativas de descarbonización* (Ambiente, 2012), tanto a nivel global como nacional la disponibilidad de estas tecnologías está permitiendo dar pasos adicionales en el tránsito de las energías fósiles a las alternativas renovables.

### 1.2.5. Energía nuclear

Otra alternativa para la generación tanto de electricidad como de calor, e incluso de insumos para el sector salud, es la energía nuclear, clasificada en fusión y fisión. La nuclear de fusión está aún en desarrollo y no es apta en implementaciones industriales.

La nuclear de fisión, es el modelo de referencia utilizado en las plantas de energía nuclear alrededor del mundo. Como lo discuten distintos análisis, se trata de una tecnología que, pese a haber llegado a un alto grado de madurez, continúa sin poder reducir sus costos, tanto de inversión como de operación (Barron & Hill, 2019). Además, se trata de una alternativa con costos indirectos muy altos ligados a la infraestructura de transporte, vigilancia, seguridad y almacenamiento de desechos a perpetuidad. Al respecto, la IEA (2022n) indica que la industria debe intensificar sus esfuerzos para ser competitiva con alternativas más rápidas de instalar como las renovables.

---

<sup>13</sup> Véase sección 2.2.

A pesar de ser considerada como una fuente de energía estable y continua, durante la vida útil del reactor(40-60 años aproximadamente) (Misión de Sabios, 2020), requiere de condiciones particulares de disponibilidad de agua, capacidad de red y personal calificado que la hacen poco versátil. Esto, en el contexto de la creciente penetración de las FNCER en el sistema eléctrico, hace que compita con las renovables, toda vez que los reactores no puede apagarse y prenderse rápidamente, por lo que suelen congestionar las redes que se necesitan para evacuar las FNCER (Wealer et al., 2021). No obstante, dado el potencial que puede tener a futuro esta tecnología, es importante seguir de cerca su desarrollo y posibilidades a nivel global.

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

Por último, vale la pena mencionar que no es física o económicamente factible descarbonizar todos los usos energéticos. En distintos sectores y procesos aún no están disponibles las tecnologías para transitar más allá de los combustibles fósiles o lo están, pero son prohibitivamente costosas. Fuentes como el IPCC (2023) y la IEA (2021b, 2022m, 2022a), entre otras, distinguen en ese sentido a los sectores petroquímico, cementero y siderúrgico, por ejemplo. Allí, la ausencia de alternativas viables de descarbonización, por lo menos en la actualidad, obliga a considerar otras formas de gestionar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). La captura, transporte, almacenamiento y (potencial) uso del carbono (CCUS) es una opción.

La CCUS básicamente parte del supuesto de que, si existe un punto de generación de CO<sub>2</sub>, como una cementera, se pueden instalar tecnologías que lo capturen, lo transporten a un lugar de almacenamiento (p. ej., un yacimiento petrolero en desuso) y lo inyecten allí por periodos prolongados —en el mejor de los casos, miles de años (Metz & IPCC, 2005)—. Según la IEA, en su estudio más reciente de seguimiento al progreso en CCUS, a nivel mundial solo existen 35 proyectos a escala comercial que usan esta tecnología. En su conjunto, estos tienen una capacidad de captura y almacenamiento de casi 45 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> por año —poco más de un 0,12 % de las emisiones globales del sector energético— (IEA, 2022g; 2022a).

Existe un relativo consenso sobre la necesidad de promover la CCUS allí donde hay una alta concentración de emisiones (p. ej., chimeneas de procesos industriales), no hay alternativa económica o técnicamente factible de descarbonización y los posibles lugares de almacenamiento estén cerca. A nivel mundial, se puede decir que esa tecnología aún no ha llegado a su madurez, para lo cual se requerirán facilitadores

de distinta índole en el futuro, especialmente recursos de inversión en desarrollo e investigación, así como un entorno normativo favorable.

### 1.3. El auge de la movilidad eléctrica

La anterior sección presentó varios desarrollos en materia tecnológica que afectan la disponibilidad de alternativas para la transición energética tanto en Colombia como a nivel global. En esta sección se hace una inmersión en los desarrollos de un sector en particular, la movilidad eléctrica, cuyos avances pueden repercutir de manera significativa en el contexto sobre el que el país podrá adelantar una transición energética justa. Por un lado, considerando que en 2019 el 40,4 % de la energía final consumida a nivel global provino del petróleo y que casi la mitad de esta corresponde al transporte por carretera, se puede afirmar que este es uno de los epicentros de las transiciones energéticas (IEA, 2022g). Como lo muestra la figura 1.9, a nivel global el consumo final de energía asociado con el transporte creció en un 184 % entre 1990 y 2019. Debido a esto es probable que las perspectivas de los mercados internacionales de crudo sigan de cerca los desarrollos en la movilidad por carretera. Dado que el petróleo crudo es uno de los principales energéticos primarios de los que dispone Colombia, tanto para su autoabastecimiento como para exportación, cambios en dicho modo de transporte que a su vez impacten los mercados internacionales de crudo<sup>14</sup> requieren particular atención.

---

<sup>14</sup> Véase sección 1.4.

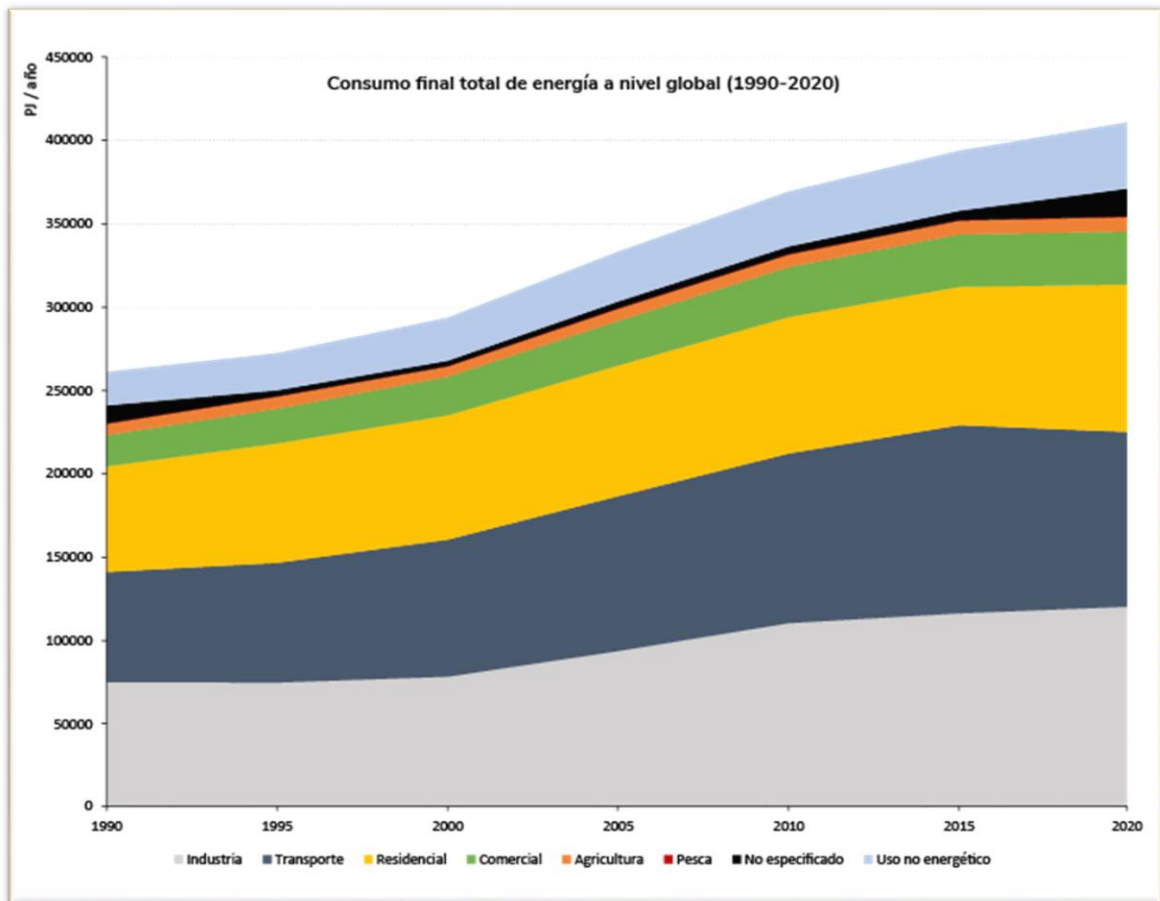


Figura 1.9. Consumo final total de energía a nivel global (1990-2020)

Fuente: (IEA, 2022f).

Por otro lado, la disponibilidad y los costos de alternativas de movilidad eléctrica, especialmente para el transporte por carretera, necesariamente inciden en la posibilidad de una transición más allá de los combustibles fósiles en Colombia. Como lo detalla la sección 3.1, la mayoría del consumo final de energía en nuestro país corresponde a derivados del petróleo que se destinan casi exclusivamente al sector transporte. Por estas razones, a continuación, se hace un recuento de los avances en materia de movilidad eléctrica, así como de otras alternativas de movilidad, de manera que se puedan informar los subsecuentes análisis sobre el futuro internacional de los hidrocarburos y las alternativas para la transición en el sector transporte colombiano.

Como lo constata el reporte-síntesis más reciente del IPCC (2023), parte esencial de este componente de la transición es adelantar cambios en la planeación urbana que reduzcan desplazamientos innecesarios y promuevan formas de movilidad activa —caminar o montar en bicicleta, p. ej.—, así como el transporte

público masivo. También es importante promover, allí donde sea técnica, ambiental y económicamente factible, el transporte férreo eléctrico tanto de pasajeros como de carga (IEA, 2019).

A nivel global es crucial resaltar el crecimiento exponencial que está experimentando la electromovilidad. Según el informe más reciente de perspectivas del IEA (IEA, 2023e), ya hay casi 20 millones de vehículos eléctricos de pasajeros rodando por el mundo, a los que se pueden sumar 1,3 millones de vehículos eléctricos comerciales (buses, vans, camiones, etc.) y más de 280 millones de motos y motocarros eléctricos (BNEF, 2022). Este *stock* ya es responsable de evitar una demanda de crudo de 1,5 millones de barriles diarios (BNEF, 2022). Como lo muestra el referido reporte del IEA (IEA, 2023e), en 2022 los vehículos eléctricos ya representaban un 14 % de la participación de las ventas de carros. De continuar las tendencias actuales, dicha institución espera que en 2030 los vehículos eléctricos eviten más de 5 millones de barriles diarios de consumo de crudo.

Considerando que las compras mundiales de vehículos de combustión interna alcanzaron un pico en 2016 y desde entonces han estado decreciendo, en 2023 se puede además constatar que los eléctricos son el único segmento en las ventas de vehículos que actualmente está en crecimiento (BNEF, 2022; IEA, 2022h). Esto tiene que ver con las importantes reducciones de costos y el creciente portafolio de marcas y modelos disponibles. En 2022, en segmentos como el de carros pequeños, así como vehículos de dos y tres ruedas, las alternativas eléctricas ya eran más baratas que las disponibles con motores de combustión interna (BNEF, 2022; IEA, 2023e), lo que a su vez ha estado relacionado con altas tasas de aprendizaje en la fabricación de baterías para vehículos, que en algunos casos superan el 20 % anual de reducción de costos (Ziegler & Trancik, 2021). De seguir la tendencia, la IEA (2023e) espera que la paridad de precios entre vehículos eléctricos y de combustión interna suceda antes de 2030. No obstante, el despliegue de esta tecnología, especialmente en países emergentes como Colombia, requiere de importantes cambios e inversiones, sobre todo en infraestructura de recarga y fortalecimiento de redes de distribución eléctrica. Otra variable que obstaculiza la masificación de los vehículos eléctricos en países emergentes, tiene que ver con que en dichos países aún no se vislumbra cuándo se llegará a una paridad en el precio de los vehículos eléctricos y aquellos de combustión interna.

## 1.4. Contexto internacional de los hidrocarburos

El consumo masivo de derivados de los hidrocarburos se ha incrementado de manera constante desde la segunda mitad del siglo XIX (IEA, 2023h), inicialmente con su uso en lámparas de queroseno, y posteriormente con la utilización de gasolina en motores de combustión, debido a la rápida masificación del uso del automóvil, especialmente en las tres primeras décadas del siglo XX. Hoy su uso no se limita a la producción de gasolina y diésel para alimentar sistemas de transporte, también se extiende a la producción de electricidad, calor, lubricantes, llantas, farmacéuticos, colorantes, y detergentes, entre otras muchas aplicaciones. Debido a su gran impacto en el desarrollo global, se destacan de manera particular en las industrias en donde derivados de los hidrocarburos resultaron en cambios paradigmáticos en los modelos de producción y tecnología, estas son: la agricultura, que con el uso sistemático de fertilizantes sintéticos basados en amoníaco logró aumentar de forma dramática el rendimiento de los cultivos, y los plásticos en la industria médica y de manufacturas.

A continuación, se muestra el panorama general del mercado global en términos de oferta y demanda, así como algunas proyecciones sobre su futuro, de manera que se puedan identificar en esta y otras secciones <sup>15</sup> los retos más importantes de cara a la Transición Energética Justa.

La demanda de petróleo alcanzó en abril de 2023, 101 millones de barriles diarios (IEA, 2023g), que se destinan en un 49 % al transporte, 16 % a petroquímicos, 13 % al uso industrial y 10 % al uso comercial y residencial. En la canasta energética actual el petróleo representa aproximadamente el 33 % del suministro diario (IEA, 2022f). En 2022 Estados Unidos fue el primer productor de crudo del mundo, con cerca de 17,85 Mb/d en promedio, seguido por Rusia (11,09 Mb/d) y Arabia Saudita (10,53 Mb/d). En términos de demanda, en 2022 Estados Unidos fue el principal consumidor (20,4 Mb/d), seguido por China (14,7 Mb/d) e India (5 Mb/d). En términos de reservas, Venezuela (300.000 millones bbo) y Arabia Saudita (260.000 millones bbo) encabezan la lista (IEA, 2023f).

De acuerdo con la mayoría de los escenarios de proyección de demanda, la transición energética en curso, que se centra en la descarbonización del suministro de energía, va a disminuir el consumo de hidrocarburos líquidos hacia 2050. Como lo muestra la figura 1.10, comparando los escenarios de mayor consumo de petróleo de la Administración De Información Energética de los Estados Unidos (EIA), empresa British Petroleum (BP) y los de la Agencia Internacional de Energía (IEA), la demanda

---

<sup>15</sup> Véase en especial la sección 3.4.

de crudo se podría ubicar en 2030 entre 102,4 Mb/d (escenario *STEPS*<sup>16</sup> de la IEA) y 75,3 Mb/d (escenario *Net Zero* de la IEA), y hacia 2050, entre 102,1 Mb/d (escenario *STEPS* de la IEA) y 22,8 Mb/d (escenario *Net Zero* de la IEA). Lo anterior implica cambios de entre +1,03 % y -25,4 %, respectivamente, en la demanda de crudo diaria entre abril de 2023 y 2030, según los escenarios antes mencionados. En cualquier escenario, tal como se expuso en la sección 1.3, será la celeridad de la transición a los vehículos eléctricos la que determine el balance del mercado de petróleo en las próximas décadas.

Además de la electrificación del parque automotor, existen otros factores del mercado que pueden afectar la oferta de petróleo en el futuro. Por ejemplo, y de acuerdo al Financial Times (2021), desde 2014, con el fin del superciclo de las *commodities*, y luego de 2019, con la caída en la demanda de combustibles a nivel global que detonó la pandemia, se ralentizó el ritmo de inversiones en nueva exploración y explotación de petróleo. En general, los periodos de precios moderados que precedieron a la guerra Rusia-Ucrania desincentivaron la inversión en exploración de hidrocarburos (Gómez, 2023). Sin embargo, ante al aumento de los precios del petróleo experimentado en 2022, el reporte más reciente de inversiones en energía de la IEA (2023j) indica que aún no han habido aumentos en la inversión que volvieran a los niveles de antes de la pandemia. Esta situación continúa a pesar de que ha habido incrementos en la demanda de hidrocarburos desde el bajón de 2019/20.

Históricamente las reducciones en inversiones suelen traer como consecuencia un descenso en la producción futura, que podría empezar a manifestarse en los próximos años (Rystad Energy, 2023). Si se suma la declinación natural de los campos en producción (10 % anual en promedio), incluidos los más grandes de *shale oil* (p. ej., Permian Basin), la oferta podría disminuir de tal manera que incluso se mantenga un nivel de precios que haga resiliente la producción en el futuro. Pese a la reducción sustancial en la demanda a 2050, se estima que el petróleo seguirá siendo una fuente de energía primaria que, de acuerdo al escenario de descarbonización que se materialice, tendrá un peso en la matriz energética que variará entre el 15 % y el 26 % (BP, 2023).

---

<sup>16</sup> STEPS, Escenario de políticas establecidas por sus siglas en inglés.

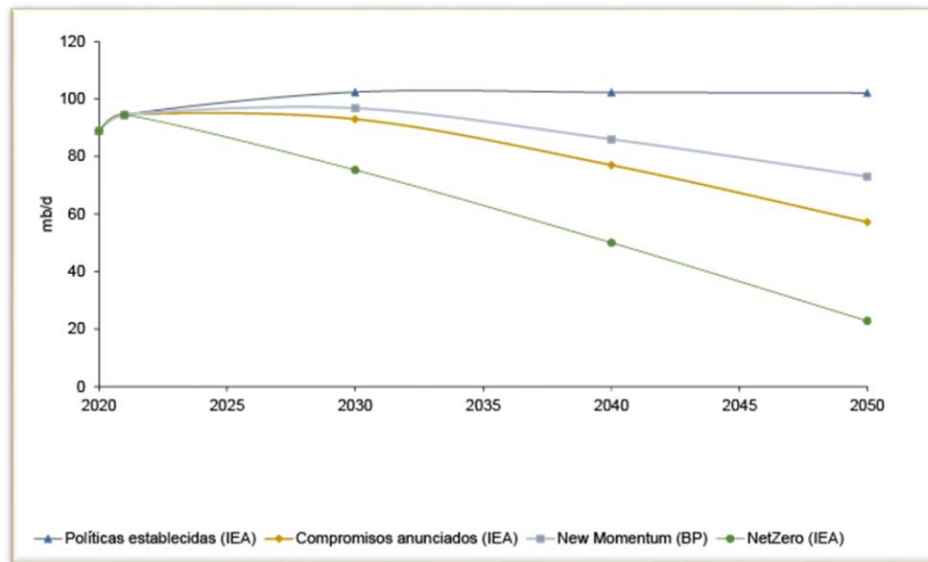


Figura 1.10. Demanda global de petróleo ante diferentes escenarios

Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2023; IEA, 2022m)

#### 1.4.1. Gas natural

El uso masivo del gas natural se desarrolló a nivel global en la década de los sesenta, con el adelanto técnico de gasoductos que permitieron su transporte a largas distancias en tierra, y en la década de los noventa, con el desarrollo de sistemas de transporte de gas natural licuado (LNG, por su sigla en inglés), que permitió su comercio marítimo intercontinental. Entre 1973 y 2020, el mundo pasó de consumir 1212 millardos de metros cúbicos (billion cubic metres-bcm) de gas natural a consumir 3971 millardos de metros cúbicos (billion cubic metres-bcm) de gas natural (IEA, 2021c). El mundo consumió en 2021 cerca de 4213 millardos de metros cúbicos (billion cubic metres-bcm) de gas natural. El 38,7 % de este se usó en generación eléctrica; el 20,9 %, en la industria; el 21 %, en edificaciones, 3,5 %, en transporte, y el resto se destinó a otros usos (IEA, 2022m).

En 2022 Estados Unidos fue el mayor productor de gas natural del mundo (1020 bcm), seguido por Rusia (672 bcm), los países de Medio Oriente (712 bcm) y China (218 bcm), que en su conjunto produjeron casi el 64 % del total mundial. En cuanto al consumo, los países con mayor participación son Estados Unidos (921 bcm), Rusia (475 bcm) y China (364 bcm) se llevan cerca del 40 % de la producción mundial diaria. Rusia, Irán y Catar son los países con más reservas de gas natural, suman más del 50 % del total global (IEA, 2022m, 2023d).

Como en el caso de los hidrocarburos líquidos, el mercado de gas también se verá afectado por la transición energética. Como lo muestra la figura 1.11, mientras que el escenario *Stated Policies*, de la IEA, cuenta con una demanda mundial de gas de 4372 bcm en 2030, el escenario *Net Zero* proyecta un consumo global de 3268 bcm ese año, y el escenario *New Momentum*, de la petrolera BP, 4203,1 bcm. A 2050, la divergencia entre los escenarios es significativa: el *New Momentum*, de la petrolera BP, espera que sea de 4616,1 bcm, mientras que en el otro extremo el escenario *Net Zero* proyecta 1159 bcm. Los distintos análisis expresan una divergencia que pasa del 25 % en 2030, a 75 % en 2050. Al respecto, es clave distinguir que virtualmente todos los escenarios que se alinean con la meta de 1,5 °C implican reducciones en el consumo y en la explotación de gas a nivel global (IEA, 2021b, 2022m; IISD, 2022; IRENA, 2022e).

Que el gas sea el hidrocarburo con menor factor de emisiones de GEI cuando ocurre su combustión lo ha posicionado como un combustible fósil que será necesario en la transición energética, sobre todo para sectores con mayores desafíos técnicos y financieros de sustitución. Esto ha impulsado, por ejemplo, la transformación de plantas térmicas de generación eléctrica a base de carbón a producción basada en gas natural, y la sustitución de carbón en procesos industriales de alta temperatura. Un desafío remanente para garantizar bajas emisiones de GEI en el sector gas consiste en los altos estándares de eficiencia y seguridad que se requieren en las cadenas de abastecimiento, que minimicen las fugas de metano<sup>17</sup>.

En 2050 se estima que el gas va a seguir siendo un energético importante dentro de la matriz energética mundial y su peso en la canasta, de acuerdo con los distintos escenarios mostrados anteriormente, puede estar entre el 8 % y el 17 % del consumo total de energía mundial, dependiendo del escenario de descarbonización que se materialice.

---

<sup>17</sup> El metano (CH<sub>4</sub>) de fuentes fósiles es un gas con un factor de calentamiento global (GWP a 100 años) hasta veinte veces mayor al dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), que resulta de los procesos de combustión (IPCC AR6).

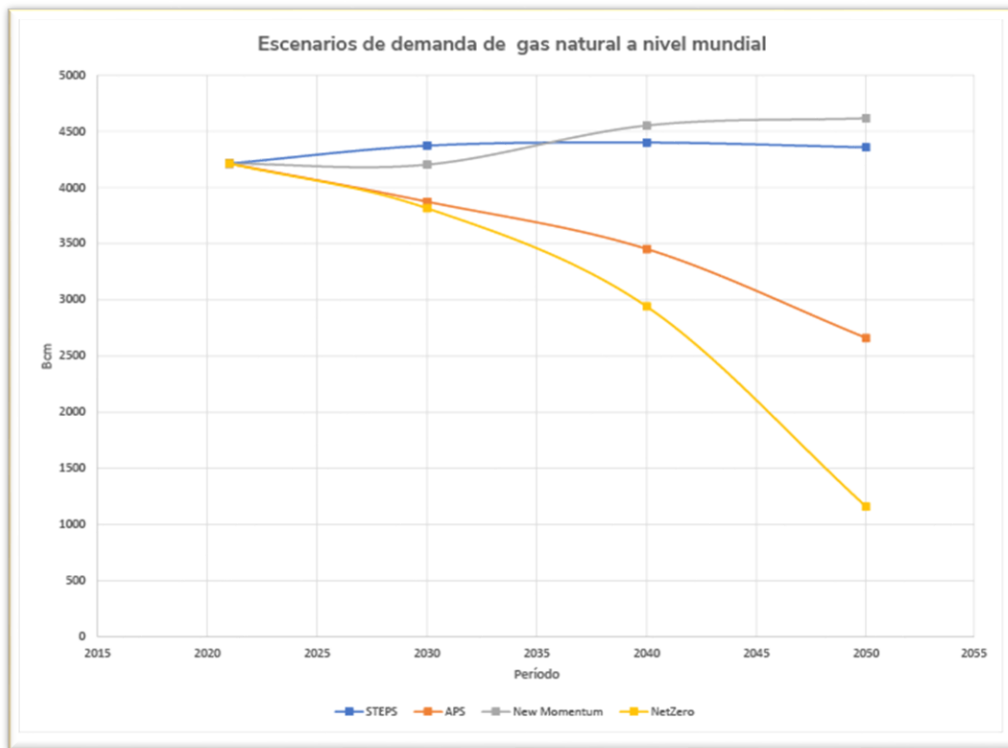


Figura 1. 11. Escenarios de demanda de gas natural a nivel mundial  
Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2023; IEA, 2022m) y (EIA, 2021)

Los escenarios analizados (figura 1.11) (IEA y BP) estiman que el peso de los hidrocarburos (petróleo y gas) en la matriz energética global hacia 2050 varíe entre 18 % y 60 %. Esta significativa diferencia entre los escenarios se debe a que la demanda de hidrocarburos dependerá de diversos factores como la celeridad de la implementación de nuevas tecnologías que van a apalancar la transición energética, la voluntad política para sustituir el consumo de combustibles fósiles por esas otras alternativas, los fundamentales económicos, así como variables geopolíticas y culturales.

Dos cosas son seguras. Primero, los hidrocarburos serán necesarios para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema energético mientras se transita hacia una matriz completamente descarbonizada en las siguientes décadas. Segundo, cualquier país que dependa, en gran medida, en términos energéticos, pero también, y especialmente, económicos de combustibles como el petróleo o el gas, debe estar preparado para todos los escenarios, tanto los más favorables para los energéticos fósiles como aquellos que se alineen con una descarbonización rápida y efectiva.

## 1.5. La situación del carbón

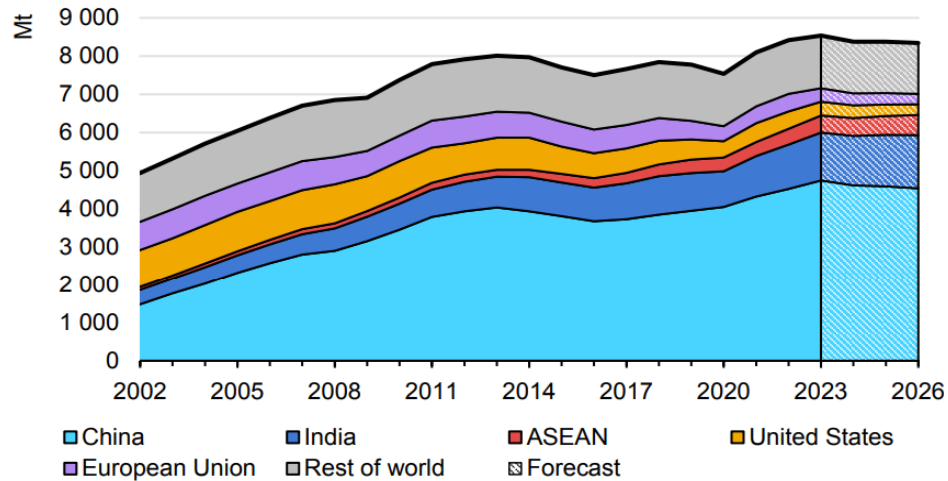
Tan importante para la transición energética en Colombia y el mundo es el futuro de los hidrocarburos, como el futuro del carbón. Este energético representó 43,5 % de la oferta mundial de energía en 2021. De los 272 exajulios de energía que provinieron del carbón, un 60,6 % se destinaron a la generación de electricidad y a usos relacionados con calor, y un 39,4 % a otros usos en el sector energético (IEA, 2022m). Ahora bien, como Colombia exporta más del 90 % del carbón que extrae, especialmente el térmico<sup>18</sup>, para el país es de gran importancia entender qué está sucediendo en este sector. Como se presentó en la sección 1.1, el auge de las renovables ha relegado la nueva generación de electricidad con combustibles fósiles, especialmente con carbón y, de manera incremental, está afectando su cuota de mercado en los mercados eléctricos (IEA, 2022m). Por esa razón, en el siguiente apartado se presenta un recuento de la situación de este energético a nivel mundial, que permita hacer una lectura integral del desarrollo del sector carbonífero a nivel global por sus implicaciones para Colombia.

De acuerdo con las perspectivas energéticas a corto plazo del IEA (figura 1.13), el consumo de carbón térmico presentó una recuperación del 6 % entre 2020 y 2021, pasando de 7511 Mt a 7929 Mt. como lo indican distintos trabajos (Huxham y Anwar, 2023; IEA, 2022d; Yanguas-Parra *et al.*, 2023), son muchas las razones que sugieren que ese aumento es algo puramente coyuntural. Lo anterior se puede explicar por las fuertes medidas de cierre adoptadas por países como China para contrarrestar el contagio del virus COVID-19 en 2020 y la reapertura industrial en 2021, que aumentó la demanda energética del mundo. De acuerdo con el reporte más reciente sobre el mercado de carbón (IEA, 2023), si bien en 2022 se llegó a un pico de 8415 Mt y en 2023 proyectaba un pico histórico de 8536 Mt, a partir de 2024 la Agencia proyecta una reducción en la demanda global de carbón. Según el más reciente World Energy Outlook (IEA, 2023b), en todos los escenarios analizados se espera que la demanda mundial de carbón empiece a decrecer a partir del bienio 2024-2025, con diferentes tasas de descenso, que varían entre las distintas regiones del mundo (IEA, 2023k).

Consumo mundial de carbón, 2022-2026

---

<sup>18</sup> Véase sección 3.5.



Cambios en el consumo mundial de carbón, 2022 - 2026

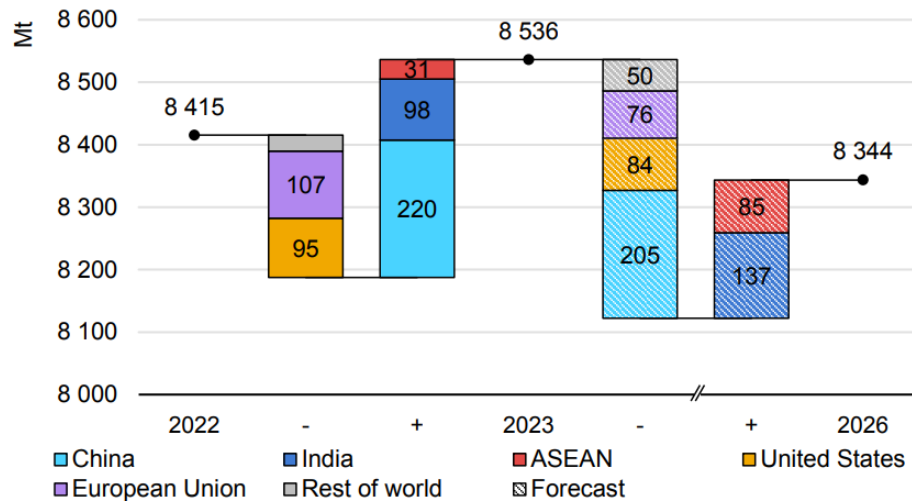


Figura 1.12. Consumo histórico de carbón a nivel mundial para el periodo 2000-2022 y proyecciones a corto plazo (2022-2025)

Fuente: IEA (2022b, p. 12).

Como lo muestra el lado izquierdo de la figura 1.12, la IEA espera que el consumo de carbón se estabilice en los próximos años. El lado derecho, por su parte, muestra cómo se proyectan crecientes demandas en mercados asiáticos como China, India, Indonesia y Vietnam, los cuales están aumentando su consumo energético a partir de estas fuentes por las ventajas comparativas en precios frente a energéticos como el gas. Al tiempo, la misma figura muestra las proyecciones de la IEA respecto a las reducciones en el consumo de varias de las regiones a las que Colombia ha exportado

carbón históricamente: EE. UU., la UE y América Latina (bajo el rubro “Resto del mundo”).

Esto tiene que ver con tendencias como las que muestran Solomon *et al.* (2023) para EE. UU.: en 2022, debido al marco normativo y tributario favorable con las energías renovables, ya era más barato para el 99 % de las termoeléctricas de ese país transitar a FNCER combinadas con tecnologías de almacenamiento que continuar operando con carbón. Los avances en tecnologías de almacenamiento de energía han hecho que los precios de las baterías de iones de litio disminuyan significativamente en los últimos años. De hecho, en términos reales, los costos han caído un impresionante 89 %, pasando de 1200 (2010) a 132 dólares por kilovatio-hora (2021). Esta reducción muestra una clara tendencia hacia la creciente viabilidad económica de las energías renovables y el almacenamiento (BNEF, 2023). Tendencias similares aplican a nivel global, lo que en casi todo el mundo —excepto China e India— ha llevado a la reducción del crecimiento de la flota de termoeléctricas que consumen carbón. Sin contar a los gigantes asiáticos, en 2021 estaban proyectados 115 GW de capacidad nueva a partir de carbón en países no pertenecientes a la OCDE. Para 2022 esto se redujo a 85 GW (GEM *et al.*, 2023).

Sobre este tema distintos análisis ofrecen algunas perspectivas del futuro. El trabajo de Hauenstein (2023), que analiza los riesgos de activos varados o abandonados<sup>19</sup> en minas de carbón a nivel global ante trayectorias de transición compatibles con 1,5 °C, habla de posibles disminuciones en el consumo global de carbón térmico de entre el 75 % y el 93 % entre 2020 y 2030. De hecho, el estudio alerta que: *del resto de la producción mundial de carbón en 2030, el 86 % (85 %-92 %) proceden de sólo tres países: China, Indonesia e India. China e India producen exclusivamente para sus mercados nacionales, que son los dos últimos principales consumidores en 2030, mientras que Indonesia sigue produciendo tanto para uso doméstico, como para exportación* (p. 4).

Estos resultados se acercan a los que produjo la IEA (2021b, p. 57), que alerta en su propio escenario compatible con 1,5 °C que la demanda mundial de carbón puede caer de 5250 a 2500 millones de toneladas equivalentes de carbón entre 2020 y 2030, y a tan solo 600 millones de toneladas equivalentes de carbón en 2050.

---

<sup>19</sup> Los activos abandonados se definen como activos que han sufrido depreciaciones, devaluaciones o conversiones a pasivos imprevistos o prematuras. Los riesgos relacionados con el medio ambiente que pueden dar lugar al abandono de estos activos, puede afectar directamente la degradación de capital natural de recursos como el agua, suelo y aire y aportar negativamente al cambio climático (Caldecott *et al.*, 2016).

Muchos países están abordando la transición energética del carbón mediante un enfoque que prioriza la justicia social y laboral. Han establecido diálogos entre gobiernos, empresas y trabajadores para planificar la transición, incluyendo acuerdos sobre la eliminación gradual del carbón y compromisos con la creación de empleos sostenibles. Una transición justa implica garantizar la confianza de los trabajadores, ofreciendo oportunidades laborales en sectores renovables y evitando que queden abandonados o afectados negativamente (World Bank, 2021c).

La figura 1.13 muestra la tendencia decreciente en cuatro escenarios. En un extremo, el escenario *Net Zero* de la IEA proyecta un consumo global a 2030 cercano a 3000 Mtc de carbón. En el otro extremo, el escenario *Stated Policies* considera un consumo superior a los 5000.

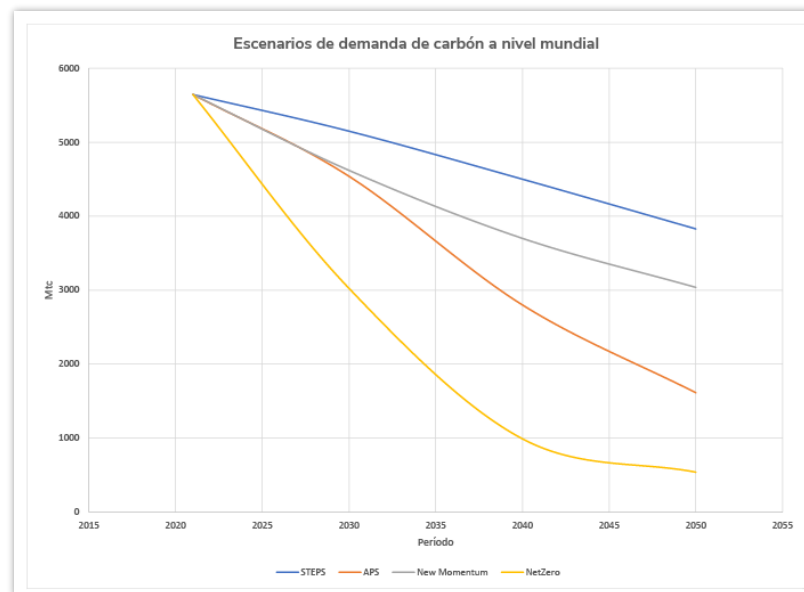


Figura 1.13. Escenarios de demanda de carbón a nivel mundial  
Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2023; IEA, 2022m)

Todo lo anterior deja un panorama que depende de los desarrollos de los mercados de carbón que han ocurrido luego de la invasión rusa a Ucrania (Yanguas-Parra et al., 2023). El mercado mundial ya pudo experimentar los récords históricos en los precios internacionales de carbón luego de ese suceso (figura 1.14). Sin embargo, en cuestión de meses ha ocurrido un descenso rápido de estos valores. Como se puede ver en las cifras de Wood Mackenzie (2023), está previsto que el valor de referencia para Colombia (“FOB Puerto Bolivar”) baje del pico, en 2022, de 304,72 USD/t a 125.53 USD/t, en 2023. De hecho, según la misma fuente se estaba esperando que el precio

del carbón entregado en puertos ARA (Amberes, Róterdam y Ámsterdam) bajara de 313 USD/t (2022) a 138,65 USD/t (2023).

A 19 de junio de 2023 la cotización está ya en menos de 113 USD/t. Aun cuando se trata de un mercado que ha experimentado periodos de volatilidad, usualmente su promedio ha estado en 107,25 USD/t (Wood Mackenzie, 2023). Así, se vuelve crucial entender qué es lo que ha inducido esos periodos de volatilidad y qué cambios *estructurales*, están ocurriendo que puedan afectar de manera más permanente esa franja de precios.

Esto es de particular importancia considerando sucesos como los registrados en abril de 2020, cuando el carbón alcanzó los 38,6 USD/t y aceleró la renuncia anticipada de los proyectos de Prodeco en el Cesar (ANALDEX, 2021) o los que se dieron luego de la invasión a Ucrania en 2022, año en que el mundo superó por primera vez la barrera de los 8000 millones de toneladas de carbón extraído, la mayoría en China (IEA, 2022c). Sin embargo, y como lo indican distintos trabajos (Huxham y Anwar, 2023; IEA, 2022d; Yanguas-Parra *et al.*, 2023), son muchas las razones que sugieren que ese aumento es algo puramente coyuntural.

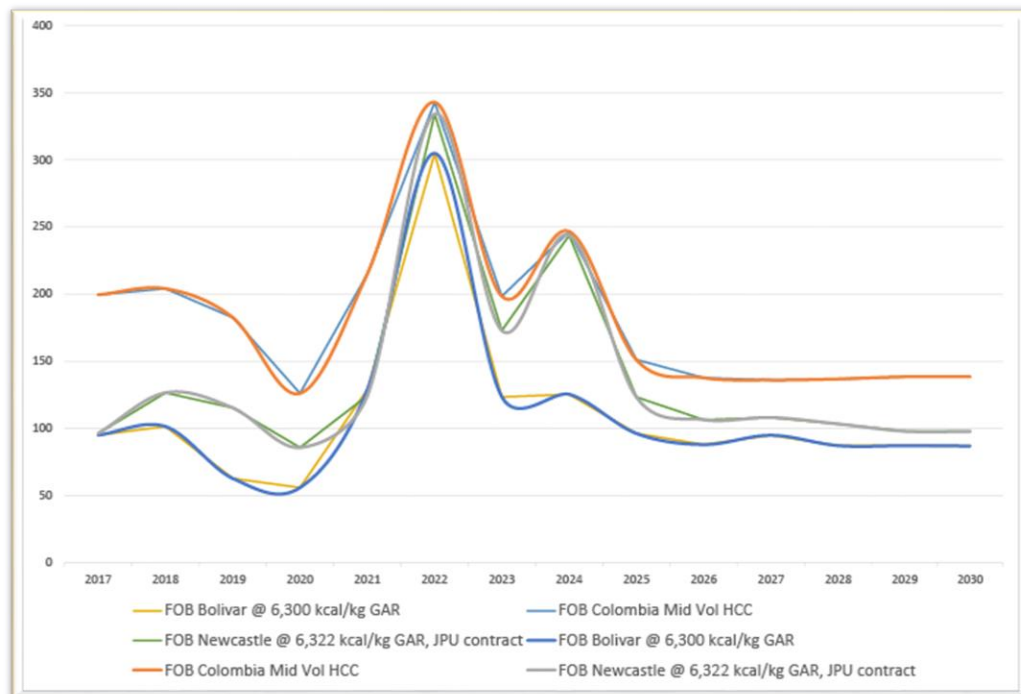


Figura 1.14. Comportamiento de los precios internacionales de carbón, referencia para Colombia  
Fuente: Wood Mackenzie (Wood Mackenzie, 2023)

La Unión Europea no solo es el epicentro de la crisis energética desatada por el referido conflicto binacional sino uno de los mayores clientes de carbón colombiano. Estas razones son definitorias para analizar la situación energética en estos países y su influencia sobre la demanda de carbón colombiano. Como lo muestra un análisis reciente, en los cuatro meses finales de 2022 la generación eléctrica con carbón descendió. Además, los inventarios de carbón importado se mantuvieron relativamente altos hasta la primavera de 2023: de 65 millones de toneladas que importó la UE en 2022 (51 % más que el año anterior), casi dos tercios permanecían al cierre del año en los inventarios (Ember, 2023). De hecho, los objetivos de salir de la generación con carbón, lejos de relajarse, se han endurecido y se mantienen, no solo en el continente, sino en otros países que ahora deben pagar altos precios por el carbón importado<sup>20</sup>.

El futuro del carbón en la generación de energía eléctrica no será uniforme en todas las regiones del mundo. En la Unión Europea y Estados Unidos se espera que hacia 2025 se presenten tendencias de reducción de su participación en la matriz de generación de energía eléctrica hasta alcanzar niveles prepandemia (antes de 2020). En 2019, la demanda de carbón térmico en Europa y América del Norte disminuyó significativamente, con reducciones del 23% y 17%, respectivamente. Sin embargo, la región Asia-Pacífico experimentó un crecimiento continuo en la demanda de este recurso, con un aumento del 1.8% en China y un impresionante 13% en el sudeste asiático. Este aumento en la demanda ha llevado a que, en el mismo año, seis países de la región (China, India, Pakistán, Bangladesh, Filipinas y Vietnam) representen el 70% del consumo mundial de carbón térmico.

---

<sup>20</sup> Para mayor información sobre la dinámica del mercado del carbón alrededor de la guerra en Ucrania (Yanguas-Parra *et al.*, 2023).

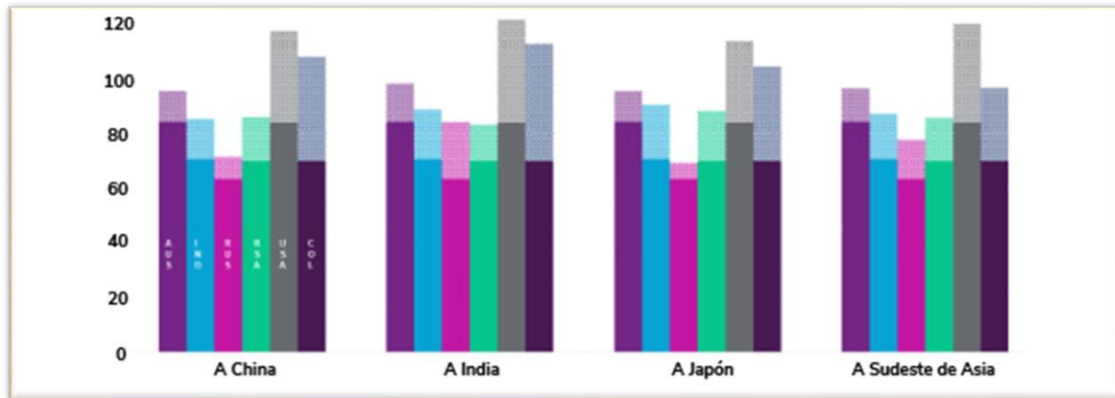


Figura 1.15. Promedio (potencial) de costos de colocar carbón en los puertos de consumo en escenario BAU

Fuente: (Huxham & Anwar, 2023, p. 67)

*Nota: el área sombreada representa los costos de flete a puerto de destino; el área sólida, los de extracción y transporte a puerto.*

Teniendo en cuenta que China e India tienen el objetivo de suplir su propia demanda de carbón, o en su defecto han recurrido a suplir las importaciones por medio de compras a proveedores cercanos como Rusia, Indonesia o Australia (UPME & John T. Boyd Company, 2020), todo parece indicar que están relativamente bien cubiertos. De hecho, Colombia no solo no ha conseguido aumentar su participación en esos mercados, sino que, debido a los excedentes de carbón ruso entrando a los mercados de China, India y Turquía, ha perdido participación allí (UPME & John T. Boyd, 2023). De los 15,5 Mton que en promedio se exportaron entre 2015 y 2022, a Turquía como mayor aliado comercial de exportación de este energético en 2022, solo se exportaron 11,5 Mton, lo que representa una caída del 34 % (UPME, s. f.).

Lo anterior y la tendencia de los últimos diez años imponen retos adicionales, toda vez que trabajos recientes (p. ej., Huxham & Anwar, 2023) indican una importante sensibilidad de precio para las distintas minas del país: si la cotización internacional del carbón (FOB) está por debajo de precios límite, entonces, como con Prodeco, puede que no tenga sentido económico para las mineras continuar sus operaciones.<sup>21</sup> La figura 1.15 muestra cómo esto se ve agravado por los altos costos de fletes a puertos de posibles países compradores. Estos fletes son costos que se tendrían que pagar para movilizar el carbón colombiano a los puertos de los centros de consumo que tienen proyecciones de demandas en el futuro. De manera que para reemplazar la demanda de la cuenca Atlántica por la del Pacífico/Índico, tendrían que

<sup>21</sup> El estudio (Huxham & Anwar, 2023), calculo los costos mínimos de extracción, impuestos y transporte a puerto de la minería del carbón en Colombia. En rango para todas las minas del país está entre 48 USD/t y aproximadamente 90 USD/t.

darse reducciones drásticas en los precios de extracción, transporte a puerto y, sobre todo, fletes. Considerando la evidencia disponible actualmente, es muy difícil que se alineen esos factores a favor del mercado de carbón proveniente de Colombia.

La persistencia del carbón térmico en los sistemas energéticos globales ha sido profunda, en cuanto aún no se ha podido reducir significativamente su consumo en países industrializados, como se puede ver en la figura 1.12. En lo que respecta al panorama de Colombia en el futuro de este energético, es importante reconocer las incertidumbres actuales, e integrarlas en los análisis y el diagnóstico que se haga para el país, especialmente en nuestras apuestas a futuro. Las proyecciones a mediano y largo plazo están sujetas a variaciones según las decisiones que los países adopten con respecto a sus fuentes de energía. La IEA (2022c) indica tendencias con un impacto significativo en la demanda futura de carbón. Entre las tendencias están los cambios potenciales en la economía de China (principal consumidor global de carbón); el desarrollo de combustibles alternativos (ejemplo: gas); la adopción de tecnologías de energías renovables (eólica y solar); y el progreso en los compromisos ambientales asumidos por distintos países. Estos factores son cruciales para moldear el panorama de la demanda de carbón en el futuro.

### 1.5.1. Carbón metalúrgico-coque como encadenamiento productivo y materia prima industrial

El carbón metalúrgico se puede clasificar en carbón coquizable duro, carbón coquizable semiduro, carbón coquizable semisuave y carbón pulverizado para inyección, los cuales dependiendo del método de la refinación de aceros, aportarán la energía requerida y el carbono a la aleación (BHP, 2023). El coque, por su parte, es un producto con valor agregado que se obtiene a partir del carbón metalúrgico en hornos de 500 °C a 1000 °C con una atmósfera libre de oxígeno para fusionar el carbón fijo con la ceniza inherente y expulsar la mayor parte de la materia volátil. El producto final es una fuente sólida, estable y casi pura de carbón. Virtualmente todo el carbón metalúrgico se emplea en la industria del acero.

Aunque representa el 23 % del comercio mundial del carbón, los mercados internacionales son mucho más importantes para el carbón metalúrgico que para el térmico. En 2021 las importaciones de carbón metalúrgico proporcionaron alrededor del 29 % (324 Mt) de la demanda mundial y, a su vez, sus exportaciones disminuyeron por segundo año consecutivo, descendiendo a 308 Mt (IEA, 2022b).

El mercado del carbón metalúrgico está muy concentrado en el lado exportador. Australia, con 56 % de participación en 2021, es el proveedor global dominante. Otros países con cuota de mercado significativa son Estados Unidos (13 %), Rusia (13 %) y Canadá (9 %). Estos cuatro proveedores representan el 91 % de la exportación mundial de dicho energético. La figura 1.16 muestra los principales países exportadores.

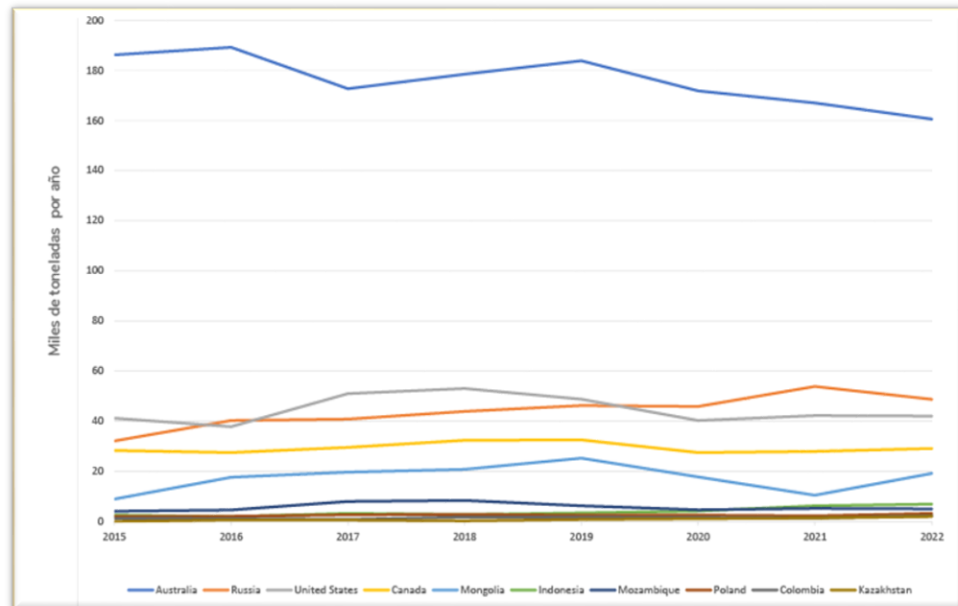


Figura 1.16. Exportaciones mundiales de carbón metalúrgico  
Fuente: (Wood Mackenzie, 2023) (eje millones de toneladas por año)

Los países de Asia-Pacífico representaron el 72 % de todas las importaciones de carbón metalúrgico en 2021. Durante años China ha sido su mayor importador, pero sus volúmenes cayeron drásticamente, un 25% en 2021 debido a una combinación de producción de acero débil, prohibición de las importaciones de carbón australiano y restricciones a las exportaciones de Mongolia por COVID-19. A su vez, India pasó a la primera posición, representando alrededor del 20 % (66 Mt) de las importaciones mundiales de carbón metalúrgico, seguida por China (17 %) y Japón (14 %). La Unión Europea representó alrededor del 15 %, como se puede apreciar en la figura 1.17.

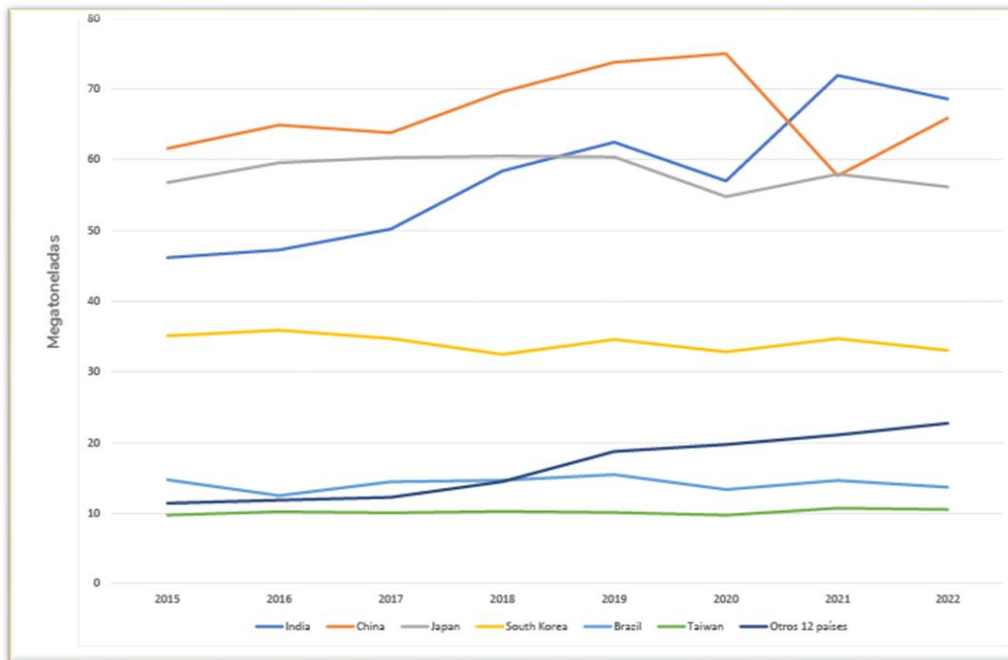


Figura 1.17. Importaciones mundiales de carbón metalúrgico

Fuente: elaboración propia con base en datos de (Wood Mackenzie, 2023)

El coque como subproducto principal del carbón metalúrgico muestra una mayor importancia estratégica para Colombia, teniendo en cuenta los datos de producción mundial. Sin embargo, es importante resaltar que se dispone de escasa información pública sobre el asunto, la mayoría es producida por firmas especializadas en análisis de bienes de consumo (*commodities*) para un número pequeño de clientes sectoriales e inversionistas.

Es importante resaltar, que alrededor del 70 % del acero se produce en el proceso de alto horno a horno de oxígeno básico (BF-BOF), que depende del coque y, por lo tanto, de la extracción de carbón metalúrgico. Se puede inferir que este energético será difícil de reemplazar debido a su triple función en el alto horno: como fuente de calor, agente reductor para el mineral de hierro y permeabilizador de la carga. El 30 % restante del acero se produce principalmente a partir de acero reciclado en hornos de arco eléctrico, el cual ya tiene un alto contenido de carbono por su producción inicial (IEA, 2020a).

Teniendo en cuenta lo anterior, la demanda mundial de coque está atada a los consumos mundiales de acero. Se analizaron los escenarios planteados por la EIA en 2023 (figura 1.18). El escenario de las políticas declaradas por los países, *Stated Policies Scenario* (STEPS) tiene metas conservadoras: los estados cumplen solo una

fracción de las políticas formuladas, ante todo los compromisos voluntarios de los países, *Nationally Determined Contributions* (NDC), de reducción de emisiones de GEI. (IEA, 2020).

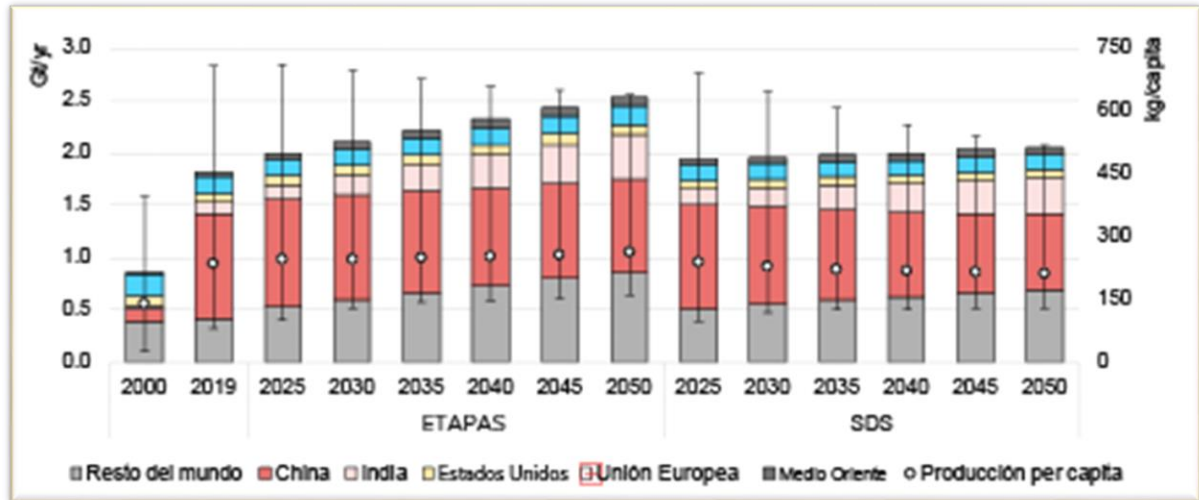


Figura 1.18. Producción regional de acero y producción per cápita por escenarios.

Fuente: (IEA, 2020a)

Un escenario más optimista es el de desarrollo sostenible, *Sustainable Development Scenario* (SDS). En ambos escenarios, la demanda del acero crece, ante todo en los países emergentes, pero a diferentes velocidades. En STEPS, la producción de acero pasa de 1,9 Gt en 2019 a 2,5 Gt en 2050. La producción de China pasa del 50 % actual al 35 % en 2050, debido al *boom* de producción de acero en la India, que se triplicaría en ese período. Por su parte, en el escenario SDS las estrategias de eficiencia material *desaceleran o reducen* la demanda en un 19 % con respecto al escenario STEPS, al tiempo de proveer los mismos servicios materiales. El consumo del carbón metalúrgico para acero se reduciría en 40 % en 2050, y el de electricidad se duplicaría. En SDS, la demanda mundial de acero crece muy gradualmente hasta 2060, después de lo cual entra en una leve disminución hasta llegar a un 29 % menos que la demanda en STEPS en 2050 (IEA, 2020a).

Por otra parte, es importante señalar que el volumen mundial de exportaciones de coque aumentó en 2021, luego de mantenerse por dos años a la baja. Adicionalmente, entre enero y noviembre de 2021 crecieron un 21,9 % sus exportaciones. Se estima, que el total de exportaciones de coque en 2021 fue de 23,6 Mt, con un promedio de exportaciones en los últimos siete años de 21,6 Mt (Wood Mackenzie, 2023). Las importaciones de coque siguen un patrón similar al de las exportaciones (Wood Mackenzie, 2023). Después de dos años a la baja, aquellas

subieron 11,7 % entre enero y noviembre de 2021. Se estima que el total de importaciones en 2021 fue de 21,7 Mt El promedio de las exportaciones mundiales de coque en los últimos siete años ha sido de 20 Mt (figura 1.19).

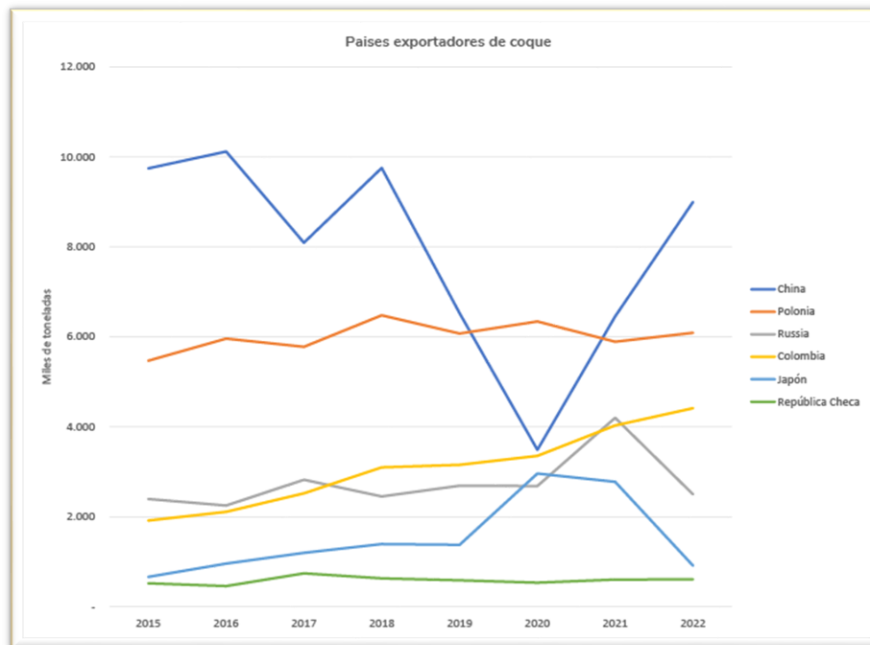


Figura 1.19. Países exportadores de coque

Fuente: elaboración propia con base en datos de (Wood Mackenzie, 2023)

## 1.6. Conclusiones

Las FNCER, especialmente la solar y la eólica, dominan la expansión del suministro eléctrico a nivel global. En 2022 representaron 88 % de las adiciones globales de energía renovable. Entre 2010 y 2021 sus precios han disminuido de manera drástica: 89 % para solar y más de 60 % para eólica (figuras 1.3 y 1.4). Actualmente los precios de generación con estas fuentes son tan bajos, que están desplazando a todas las alternativas como la generación con gas, carbón y nuclear (figura 1.2).

Teniendo cada vez mayores cantidades de electricidad renovable de bajo costo, se facilita responder a los llamados de distintos sectores a electrificar grandes partes de las economías. Además, de las FNCER (incluyendo el hidrógeno), existe un creciente número de alternativas que también están experimentando importantes reducciones de costos y aumentos en su despliegue. Estas incluyen, tanto tecnologías para mayor eficiencia energética en el consumo final de energía (Ejemplo bombas de calor o distritos energéticos), como la electrificación (directa) de distintos usos finales

(ej. estufas o vehículos eléctricos). Además, están la bioenergía, el hidrógeno de bajas emisiones o la captura, transporte, almacenamiento o uso de carbono (CCUS). Si bien se constatan avances en todas estas tecnologías, las que mayor madurez tecnológica evidencian de momento son aquellas relacionadas con la bioenergía y, en menor medida, el hidrógeno. Los distritos energéticos son una herramienta importante para atender la transición en los usos térmicos de la energía, especialmente si se logra acoplar con usos de FNCER tanto eléctricos como no eléctricos.

La movilidad eléctrica y otras formas de movilidad están experimentando cambios similares en su dimensión disruptiva gracias al sector de las FNCER. Informes recientes de la IEA (2023e) y BNEF (2022) evidencian una curva de crecimiento exponencial en las ventas de vehículos eléctricos a nivel mundial, que está desplazando cada vez más demanda de petróleo —1,5 Mb/d tan solo en 2022, proyectándose a 2,5 Mb/d en 2025 (BNEF, 2022)—. Por otro lado, la movilidad, los acelerados descensos en los precios de baterías, instalación de puntos de carga y los vehículos eléctricos en general, junto con una variedad de estímulos<sup>22</sup>, están haciendo que la electricidad sea una opción cada vez más atractiva a nivel global.

El sector de hidrocarburos juega un papel central a nivel global, tanto en términos energéticos como geopolíticos. En Colombia es el energético más importante, así como el mayor renglón de exportaciones. De continuar las tendencias globales en materia de electromovilidad y, en especial, de haber acción más ambiciosa en materia climática, aumentará la incertidumbre respecto a precios y demanda mundial de crudo. Dado que Colombia es comparativamente un productor de crudo de alto costo (véase capítulo 3.4), es importante que siga de cerca estos desarrollos dado que caídas en los precios pueden afectar la factibilidad económica de explotación de petróleo en el país.

Algo similar ocurre con el carbón térmico, que representa la gran mayoría del extraído en Colombia (sección 3.5). Como se trata de una materia prima predominantemente destinada a la exportación, es muy vulnerable a la volatilidad de los mercados internacionales, especialmente teniendo en cuenta que los epicentros actuales y futuros de su consumo (Este asiático) están ubicados en lugares a los cuales será difícil llegar con precios competitivos. Para Colombia es, entonces, esencial entender el desarrollo de estos mercados, de manera que pueda anticipar cuál es el horizonte de explotación y exportación de carbón térmico, y se pueda preparar a la institucionalidad, los territorios, las comunidades, los trabajadores y las

---

<sup>22</sup> Véase sección 2.2.

economías para posibles declives. En contraste, el carbón metalúrgico y el coque representan una oportunidad a corto y mediano plazo, dado que se consumen en sectores para los cuales aún no hay sustitutos de descarbonización. Así, se vuelve importante aprovechar las oportunidades que presenta esta situación.

En general, los dos principales energéticos y renglones de exportación del país se están enfrentando a cambios potencialmente estructurales. Por el lado del carbón térmico utilizado para la generación de electricidad, incluso si los dos países de mayor consumo, India y China, siguen en los mismos niveles o aumentan su consumo, dado que cubren gran parte de su propia demanda y tienen diversos proveedores en su cercanía, es improbable que aumenten de manera masiva su consumo de carbón de Colombia (UPME & John T. Boyd, 2023; UPME & John T. Boyd Company, 2020).

En un escenario de reducciones considerables de demanda internacional de crudo, que conlleven reducciones de precios o reconfiguraciones en el mercado, que reduzcan los volúmenes de crudo que pueda colocar Colombia en ellos, el país estará en una situación de vulnerabilidad. Por esa razón, es importante, también en el sector de hidrocarburos, prepararse para posibles declives en la demanda mundial de crudo y en sus precios. Mientras tanto, una combinación de compromisos climáticos y auge de las renovables, entre otros, está erosionando la demanda de carbón en muchos de los mercados tradicionales de Colombia (p. ej., UE, Chile, Israel). Ante esto, es de importancia estratégica que el país se prepare para responder a posibles declives a corto y mediano plazo de las exportaciones y la minería de carbón térmico.

Colombia debe estar preparada para todos los escenarios. Como se mencionó antes, aquellos de declive en las ventas externas de petróleo y carbón son de particular de interés debido a los riesgos que conllevan (Huxham y Anwar, 2023). A la vez, el país debe equiparse para promover el auge de nuevas ramas de actividad económica y fuentes de energía, bienestar, y confiabilidad energética, como el despliegue de FNCER y otras tecnologías de transición, incluyendo la movilidad eléctrica. Para ello, puede tener sentido hacer seguimiento a las políticas industriales detrás de estos desarrollos<sup>23</sup>, a la vez que se consideran los posibles riesgos de reproducir el modelo minero-energético actual con nuevas tecnologías<sup>24</sup>. De igual forma, amerita ver cómo se podrán traducir los distintos avances tecnológicos en posibilidades de descarbonización (documentos potenciales subnacionales-sección 2) y en los distintos sectores energéticos del país (capítulo 3)

---

<sup>23</sup> Véase sección 2.2.

<sup>24</sup> Véase sección 2.1.

## 2. Experiencias internacionales en procesos de transición energética justa

Los desarrollos tecnológicos y económicos en materia de transición a sistemas energéticos menos dependientes de los combustibles fósiles tienen gran importancia. No obstante, la transición no se restringe al ámbito tecnoeconómico. El presente capítulo tiene el objetivo de mostrar cómo la Transición Energética Justa (TEJ) también tiene unas dimensiones socioecológicas y políticas que deben ser atendidas.

La sección 2.1 trata la realidad del extractivismo, un modelo de desarrollo económico e interacción territorial que es predominante en países como Colombia. Uniendo los componentes centrales de dicho modelo con sus implicaciones en materia de justicia ambiental y social, se sientan las bases para entender a qué se refiere, con mayor detalle, la política de transición energética con el concepto de justicia. Luego, la sección 2.2 ilustra con base en ejemplos, especialmente del Norte Global<sup>25</sup>, en qué medida está ocurriendo un renacer de las políticas industriales, en esta ocasión orientadas a la fabricación de muchos de los componentes requeridos para los procesos de transición energética. En lo que tiene que ver con las transformaciones requeridas para países emergentes, esta subsección presenta algunos de los intentos de transformación estructural e industrialización que se están adelantando en regiones similares a Colombia.

Complementando este enfoque, la sección 2.3 muestra, de manera resumida, la experiencia de algunos países que han tomado la decisión de desarrollar transiciones energéticas justas, en donde sus objetivos climáticos van acompañados de objetivos sociales de cara a las realidades de sus territorios, y que por diversas razones pueden servir tanto de inspiración como de ejemplo admonitorio. Por último, esta sección presenta algunos de los esquemas de cooperación internacional que existen para impulsar y acompañar los procesos de transición energética justa. En esta misma línea, la sección 2.4 establece un abanico de posibilidades que pueden llevarse a cabo para la materialización de transiciones energéticas justas en donde se plasman estrategias como la diversificación económica, el retiro anticipado de plantas de generación eléctrica de carbón, la recuperación de suelos posteriori a la extracción de fósiles, la democratización energética, el impuesto al carbono, la integración energética regional y algunas barreras y habilitantes para lograr la transición.

---

<sup>25</sup> El norte global no se refiere a una región geográfica, sino más bien al poder y la riqueza relativos de países en distintas partes del mundo. Hay relación directa entre los países colonizados y sus colonizadores pertenecientes al norte global.

Finalmente, la sección 2.5 plantea un análisis sobre minerales estratégicos y críticos para la transición energética proyectando el potencial de demanda requerido para los próximos años. Adicionalmente, se muestra como América Latina y el Caribe pueden jugar un importante papel para la obtención de dichos minerales. Sin embargo, se hace el énfasis en que se debe aprovechar el potencial existente desde una perspectiva más allá de continuar con el modelo extractivista, sino que, por el contrario, los esfuerzos deben enfocarse en el aprovechamiento del recurso desde una perspectiva industrial que permita la agregación de valor en la cadena productiva.

## 2.1. Extractivismo y justicia en la Transición Energética

Toda actividad tiene un impacto socioambiental. Sin embargo, los impactos ambientales a nivel global suelen recaer de forma desproporcionadas en poblaciones específicas. Frente a este escenario, organismos intergubernamentales de expertos como el IPCC (2022a) e IPBES (2022), la literatura académica y movimientos sociales han reclamado la necesidad de adoptar una perspectiva de justicia. En unos casos se invoca la *justicia climática* (IPCC, 2022a); en otros, la *justicia ambiental* (Martínez Alier, 2019) o la energética (Heffron & McCauley, 2017; Vega-Araújo & Heffron, 2022). En todas estas se rescatan los siguientes principios:

- *Justicia de reconocimiento*: incluye y respeta diferentes visiones de mundo, sistemas de conocimiento y valores.
- *Justicia procedimental*: se refiere a quién y cómo se decide, buscando que las decisiones sean legítimas e inclusivas para aquellas poblaciones con distintas culturas y perspectivas.
- *Justicia distributiva*: asegura una distribución equitativa de las cargas y los beneficios de una decisión entre las personas, las generaciones y los lugares.
- *Justicia restaurativa*: se la ha incluido dentro de la justicia energética y se refiere a la demanda, especialmente proveniente de comunidades intervenidas por proyectos extractivos, de reparar el daño sobre las personas o el ambiente luego de que ocurre una injusticia (Heffron & McCauley, 2017).

En este lugar cabe indicar que, cuando se habla de superar un modelo de desarrollo extractivista por medio de una transición energética justa, necesariamente se debe explicitar a qué se hace referencia con *justicia* y *extractivismo*.

La justicia climática se centra en el debate de las responsabilidades diferenciadas frente a la crisis climática a nivel global (Curzio *et al.*, 2022), es la

distribución ecuánime de tales compromisos. La justicia ambiental, por su parte, es la prevención de conflictos socioambientales derivados del incumplimiento de las dimensiones de justicia distributiva, restaurativa, procedimental y de reconocimiento (ver Martínez Alier, 2019). Por último, la justicia energética es la prevención las injusticias asociadas a la cadena energética (Heffron & McCauley, 2017; Vega-Araújo & Heffron, 2022). Las demandas de justicia energética se relacionan con los costos y acceso a la energía, y con los impactos de la extracción, refinación y generación de energía en poblaciones vulnerables (Temper *et al.*, 2020).

La falta de participación vinculante, las desigualdades en el acceso a la energía, así como el vínculo entre los impactos de los proyectos y las brechas sociales, evidencian injusticias a nivel ambiental y energético que deben ser prevenidas y atendidas por una transición energética justa. De esta forma, se busca tanto la democratización energética como la prevención de los conflictos socioambientales que suelen acompañar a la ampliación de los proyectos energéticos.

En relación con las problemáticas descritas, EJAtlas<sup>26</sup> ha identificado más de 3800 conflictos socioambientales a nivel global (EJOLT, 2023) y los ha clasificado en diez categorías. De estas “Extracciones de minerales y materiales de construcción” y “Combustibles fósiles y justicia climática/energía” representan más de un tercio del total de los conflictos (1440, a abril de 2023). Generalmente, los impactos de estos conflictos afectan de modo desproporcionado a las poblaciones vulnerables (Temper *et al.*, 2020).

El consumo mundial de materiales y energía ha sido desigual a través de la historia (Hickel *et al.*, 2022). Así como ha habido países en donde se ha concentrado el consumo de recursos naturales, también hay aquellos de donde se han extraído muchos más materiales y energía que los necesarios para el consumo local (Infante-Amate *et al.*, 2020). Esta relación es reconocida como “dependencia de las *commodities*” por organismos internacionales como la Conferencia de las Naciones Unidas para el Comercio y el Desarrollo (UNCTAD, 2019; 2021).

La figura 2.1 presenta el balance comercial físico a nivel nacional de América Latina por tipo de material entre 1900 y 2016. Sobre el eje vertical positivo se encuentran las importaciones de materia; bajo el eje vertical negativo, las exportaciones en millones de toneladas. En la mayoría de los países, las exportaciones han crecido exponencialmente en comparación con las importaciones.

---

<sup>26</sup> Un proyecto que documenta conflictos socioambientales a nivel global. Disponible en <https://ejatlas.org/>

Nicaragua y El Salvador tienen una tendencia opuesta, mientras Chile tiene un crecimiento casi homogéneo entre los parámetros comparados. La figura es ilustrativa al presentar patrones de exportación significativos donde los países de la región Andina —como Colombia, Venezuela, Bolivia o Ecuador— se caracterizaron por tener sustanciales déficits biofísicos al exportar muchos más materiales y energía de lo que importaron.

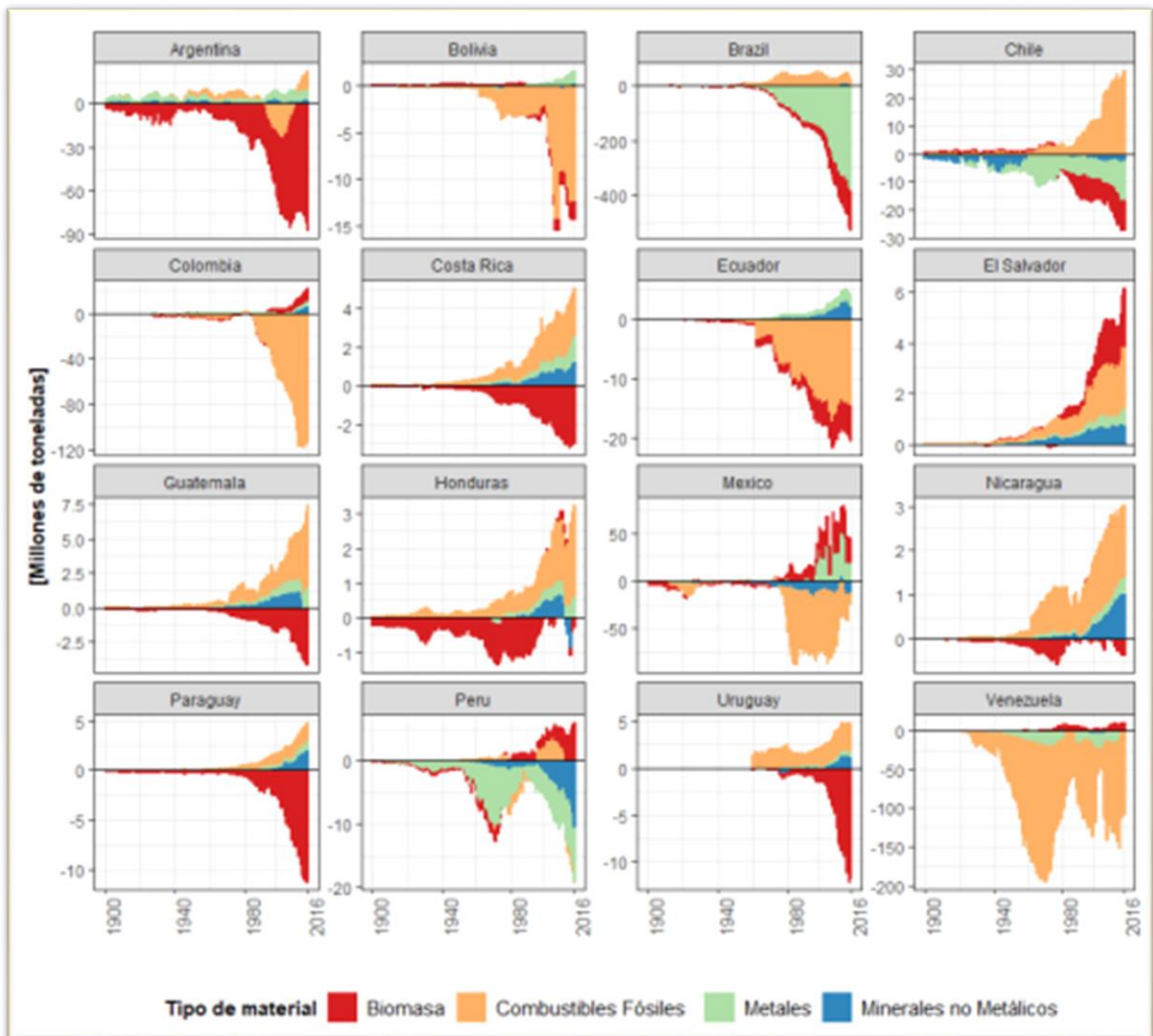


Figura 2.1. Balance comercial físico a nivel nacional por tipo de material en Suramérica (1900-2016)  
Fuente: Infante-Amate et al. (2020).

En el debate académico, político y social en América Latina se ha conocido esta realidad como *extractivismo*: un modelo económico basado en la extracción de materias primas en gran volumen y con alta intensidad, destinadas en más del 50 % a la exportación, sin procesar o con un mínimo procesamiento (Gudynas, 2013). Se

trata de grandes volúmenes de exportaciones de recursos sin generar valor agregado: por ejemplo, vendiendo solo carbón y no acero.

A principios del siglo XXI los altos precios de los productos primarios incentivaron que en América Latina se multiplicaran las áreas con proyectos de hidrocarburos y monocultivos destinados a biocombustibles (Svampa, 2018).

El proceso fue denominado “*boom* de las *commodities*”, y se caracterizó por la profundización del extractivismo en toda la región, tanto entre gobiernos de derecha como de izquierda. Este hecho repercutió en el aumento de los conflictos socioambientales en América Latina, muchos de los cuales estuvieron asociados a la minería a gran escala, la explotación petrolera, los monocultivos y la pesca industrial (Gudynas, 2015a, 2017; Svampa, 2018).

Dado el volumen de materias primas característico de este fenómeno, se genera además gran impacto negativo debido a la modificación ambiental de la zona donde se extrae el recurso. Además de esa dimensión “material” del extractivismo, este tiene unas connotaciones territoriales que afectan la interacción de los estados y las empresas con las poblaciones que habitan los territorios ricos en recursos naturales<sup>27</sup>. Esa forma de interacción se ha caracterizado por relaciones verticales con la naturaleza y las poblaciones locales, que debilitan su tejido social (Ramírez-Tovar, 2021) y se apoyan en desigualdades preexistentes para legitimar los proyectos extractivos, desconocen los vínculos territoriales de las poblaciones locales y excluyen al grueso de la población de los beneficios obtenidos gracias de esas actividades (Göbel *et al.*, 2014).

En la coyuntura actual el término *extractivismo* se ha ampliado a actividades vinculadas a la transición energética, en lo que se ha denominado *extractivismo verde* (Dietz, 2022; Ramírez-Tovar, 2021; Ulloa, 2021b). Este concepto se ha usado para cuestionar el modo de explotación y apropiación de materias primas y propiedades naturales como la radiación solar o el viento, y de la mano de obra, especialmente en países del Sur Global, con el objetivo de llevar a cabo la transición energética (Dietz, 2022). Así, bajo este modelo, regiones como América Latina continúan explotando sus recursos en grandes volúmenes y con alta intensidad para la exportación, sin mayor valor agregado, pero esta vez se trata de los recursos asociados a la transición energética.

---

<sup>27</sup> Para mayor detalle, véase el capítulo 5.

## 2.2. El renacer verde de las políticas industriales

Como lo han planteado distintas instituciones e investigaciones, un componente central de superar el extractivismo es la transformación estructural de la economía y de la economía política (Ocampo & Valdés Valencia, 2022; Prebisch, 1949; UNCTAD, 2019, 2021b; UNIDO, 2021). Esto se refiere a superar, por medio de transformaciones del tejido productivo de un país, la manera en que se genera y por ende se distribuye riqueza. Concretamente, dichas transformaciones pasan por fortalecer el aparato industrial y agropecuario de un país, impulsando cadenas de valor intensivas en conocimiento, trabajo y, por ende, bienestar.

Al respecto, en los últimos años se ha observado que las mayores economías del mundo han vuelto a reconocer el valor de las políticas industriales como herramientas para conseguir el cambio de las estructuras económicas. Esto para promover mejoras en la productividad, mayor innovación y crecimiento económico (Oppenheimer, 2015). Entre los precedentes que ha tenido este desarrollo está la comprensión de que las ventajas comparativas<sup>28</sup>, independientemente de su razón, “puedan ser o sean generalmente *creadas*” (Ocampo, 2020, p. 68). Es decir, detrás de la idea de políticas que promuevan la industria está la conciencia de que las estructuras económicas no tienen que ser estáticas y que, de hecho, el Estado puede modificarlas —y así lo ha hecho en un sinnúmero de ejemplos en distintos momentos de la historia y lugares del mundo—.

Las políticas de fomento a la industria ligadas a la protección de estas hasta que pueden competir con sus pares extranjeras ha sido una constante en la historia de éxito económico de países como EE. UU., Gran Bretaña o Alemania (Chang, 2002). Ahora, en medio de tensiones geopolíticas y sustanciales cambios económicos y tecnológicos, se puede constatar un resurgimiento de este tipo de políticas en los tres principales bloques económicos del mundo: los Estados Unidos, la Unión Europea y China.

En EE. UU. tres leyes fueron promulgadas en el contexto de la pospandemia<sup>29</sup> con el objetivo de rescatar la industria nacional. Debido a su envergadura, han tenido efectos globales en los patrones de producción industrial. EE. UU., por ejemplo, se ha propuesto invertir casi dos trillones de dólares en proyectos para recuperar y descarbonizar su infraestructura, recuperar la base manufacturera de chips y otros

---

<sup>28</sup> Generalmente se refiere a la capacidad de un país (o empresa o persona) de producir, en términos relativos, un bien o servicio utilizando menos recursos que otro. En el contexto latinoamericano, se ha usado esta teoría para justificar que la inserción global del subcontinente se restrinja en gran medida a la extracción y exportación de materias primas.

<sup>29</sup> Ley de Inversión en Infraestructuras y Empleo (2021), Ley CHIPS y Ciencia (2022) y Ley de Reducción de la Inflación (2022).

microcomponentes, así como construir una industria para la descarbonización y la reducción de costos en áreas como la fabricación de tecnologías asociadas a las FNCER, la movilidad eléctrica o el almacenamiento de energía, usando instrumentos como incentivos tributarios y financiación preferencial (Barbanell, 2022; Elliot, 2021; McKinsey & Company, 2022). A la fecha, tan solo la Ley de Reducción de la Inflación (IRA, por su sigla en inglés) y la Ley CHIPS y Ciencia han transferido 213.000 millones de dólares en inversiones industriales (Conness, 2023). En la movilidad eléctrica, por ejemplo, EE. UU. pasará de producir anualmente 1.378.000 vehículos eléctricos en 2021 a más de cuatro veces esa cifra en 2026 (Turner, 2023).

Por su parte, la Unión Europea creó el Fondo de Recuperación y Resiliencia (RRF, por su sigla en inglés) dentro del paquete de medidas Next Generation EU. Se trata de fondos por más de 800.000 millones de euros para los países miembro y su reactivación pospandemia, así como para transformación productiva, transición energética, digitalización y reindustrialización (Comisión Europea, 2022a).

En el contexto de la crisis energética ocasionada por la invasión a Ucrania, bajo el paquete REPower EU se están redestinando muchos de estos fondos para acelerar la transición energética en la región. Se busca reducir la dependencia energética de Rusia, estimulando inversiones para expandir la producción y el despliegue de tecnologías de fuentes renovables (Comisión Europea, 2022b). La Unión Europea (UE) espera sustituir las importaciones de combustibles fósiles instalando tecnologías fabricadas localmente y promoviendo energéticos renovables, como la electricidad solar o eólica, para el fortalecimiento de sus economías por medio de políticas de industrialización nacional.

En ambos casos, la combinación de políticas industriales y de transición energética pretenden reducir los costos de vida de la población, a la vez que generan empleo y reducen las importaciones de energéticos fósiles de Rusia. Además de EE. UU. y la EU, China muestra un gran avance en materia: desde 1978 opera distintas formas de política industrial que han llevado a que el país invierta más de 400.000 millones de dólares anuales en medidas de política industrial, más que cualquier otro país, tanto en términos absolutos como relativos a su PIB (Di Pippo *et al.*, 2022). Los sectores de FNCER y movilidad eléctrica han jugado un papel central en estas políticas, ubicando a China como el mayor fabricante de la mayoría de las tecnologías necesarias para la transición energética.

En comparación, la inserción en la economía global que ha caracterizado a Colombia en las últimas décadas denota una tendencia ligeramente decreciente en

términos de complejidad económica, aporte relativo del sector industrial al producto interno bruto (PIB) y aporte de empleo, los tres indicadores más importantes sobre industrialización<sup>30</sup>. Como lo muestra Rodrik (2016), Colombia también es un ejemplo de desindustrialización temprana, mientras el extractivismo se ha incentivado de manera incremental desde la década de los noventa (Peters, 2019; UNCTAD, 2019; Warnecke-Berger *et al.*, 2023).

Esta situación ha afectado de manera similar a distintos países de América Latina y el Caribe que, a pesar de haber recibido ingresos extraordinarios por cuenta de las ventas externas de sus recursos naturales, en especial en el *boom* de las materias primas entre 2002 y 2012, no lograron transformar las estructuras económicas de sus países ni “escalar” en la cadena de valor hacia una mayor industrialización (Warnecke-Berger *et al.* 2023).

Mientras tanto, países del Sudeste asiático, como Malasia e Indonesia, que también partieron de una estructura económica dependiente de los recursos naturales, sí lograron conseguir dichas transformaciones. Esto no significa que dejaron de tener actividades extractivas. Significa que, por ejemplo, apoyándose en una mayor capacidad de gestión del Estado —y por ende en mejores resultados de sus políticas, mayor ambición y equidad en los procesos de reforma agraria, así como interacciones sinérgicas entre la agricultura y la industria en las estrategias de desarrollo—, lograron agregar valor a esas actividades extractivas (Kay, 2002).

En el caso de Malasia, un país que históricamente había dependido de extraer crudo y vender caucho o aceite de palma sin procesar, una fuerte política industrial apuntó a crear y fortalecer las capacidades productivas necesarias para la adición de valor, por medio de la orientación estratégica de las rentas de esos recursos naturales hacia la consecución de ganancias de productividad y aprendizaje, por ejemplo, invirtiendo en nuevas tecnologías y educación (Lebdioui, 2022).

Si países como Colombia quieren aprovechar la oportunidad que representa la transición energética global para superar el modelo extractivista, es entonces de gran importancia rescatar los aprendizajes de otros países, a la vez que se siguen los desarrollos en los principales centros de producción industrial del mundo.

La TEJ anticipa entonces una ola de despliegue y recambio tecnológico sin precedentes en la historia reciente de Colombia. Desde las tecnologías para el aprovechamiento de FNCER (p. ej., paneles solares, aerogeneradores, pequeñas centrales hidroeléctricas), pasando por las tecnologías de uso final (p. ej., bicicletas,

---

<sup>30</sup> Véase el capítulo 4.

estufas de inducción, vehículos eléctricos), nuevos vectores energéticos (p. ej., hidrógeno verde, metanol, amoníaco) y llegando a todos los encadenamientos productivos que pueden resultar de allí, este proceso puede generar un mercado potencial de miles de millones de dólares (Jacobson *et al.*, 2022).

¿Puede este contexto geoenergético ser un estímulo para la economía lo suficientemente fuerte como para revivir la industria nacional? ¿Cómo deben adaptarse las políticas industriales de Colombia, de manera que la transición no consista exclusivamente en importar todas las tecnologías de otras latitudes? ¿Qué dinámicas internacionales, especialmente en las relaciones globales de producción, deben estudiarse para que Colombia esté preparada para los desarrollos que se avecinan?

Responder preguntas como las anteriores hace parte de un esfuerzo central desde el Gobierno Nacional, sin embargo, el proceso de transición energética justa debe estar acompañado con otros procesos de transición en cabeza de otras carteras, para enfrentar el reto de sustituir los ingresos y la actividad económica que históricamente han provenido de la extracción y exportación de energéticos fósiles.

### 2.3. La apuesta por transiciones energéticas justas

La transición energética justa es un concepto que busca incorporar preocupaciones de justicia y equidad en el proceso de transición hacia una economía de bajo carbono. Se refiere a la necesidad de garantizar que la adopción de fuentes de energía más sostenibles no tenga efectos negativos en los trabajadores y las comunidades vulnerables, y que se aborden las desigualdades históricas en el acceso a la energía y los beneficios económicos asociados. A lo largo del tiempo, este concepto ha evolucionado y ha sido adoptado por diferentes discursos y marcos políticos en todo el mundo (García-García *et al.*, 2020)

El concepto de *transición energética justa* y sus raíces se encuentran en los movimientos sindicales del sector energético de EE. UU. en la década de los setenta, cuando se dieron debates y luchas políticas como resultado de una legislación ambiental cada vez más estricta. Esta regulación afectó el empleo en sectores de la industria como la minería de carbón, la petroquímica o las termoeléctricas. Desde entonces el concepto ha sido adoptado por diferentes discursos y marcos políticos en todo el mundo, y ha ganado importancia con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

Adicionalmente, el concepto ha experimentado distintos cambios y, en especial desde la Declaración de Silesia, en 2014, se ha popularizado en distintas geografías. Actualmente no hay una definición no acabada sobre la Transición Energética Justa, pero si diferentes experiencias de las cuales se puede aprender en el marco global de la descarbonización (Alarcón *et al.*, 2022) y (Wang & Lo, 2021).

A la luz de esto, para el proceso de la Hoja de Ruta de la TEJ es menester revisar algunas de las experiencias y apuestas por las transiciones energéticas justas que han surgido en distintas regiones. La tabla 2.1 presenta una selección de aquellos países dependientes, tanto en la exportación como en el consumo, de los combustibles fósiles, que actualmente están avanzando con procesos a los que explícitamente se refieren como de *transición energética justa*<sup>31</sup>.

**Tabla 2.1. Experiencias internacionales en transición energética justa**

<b>País</b>	<b>Objetivos climáticos</b>	<b>Objetivos de justicia</b>	<b>Políticas y medidas</b>	<b>Resultados</b>	<b>Retos y desafíos</b>	<b>Inversiones y financiamiento</b>
<b>Chile</b>	Carbono-neutralidad para 2050	Inclusión social, equidad en acceso a energía, transición justa para comunidades dependientes de industrias extractivas	Plan Nacional de Energía, descarbonización de la matriz energética, promoción de energías renovables, Ley de Cambio Climático	Avance significativo en energías renovables	Necesidad de descarbonizar sectores de transporte y calefacción	Inversión en energías renovables a través de políticas públicas y asociaciones público-privadas
<b>India</b>	Reducción intensa de emisiones de carbono y aumento de energías renovables	Acceso a energía asequible, inclusión de comunidades rurales y desfavorecidas, generación de empleo sostenible	Programa Nacional de Energía Renovable, Movimiento Nacional de Electrificación Rural, impulso a la energía solar	Líder mundial en energía solar y renovable	Necesidad de expandir la infraestructura de energías renovables y mejorar la eficiencia energética	Inversión en energías renovables y financiamiento a través de instituciones nacionales y colaboraciones internacionales

<sup>31</sup> Aclaración: esta no es una tabla exhaustiva. Pretende permitir una inmersión en algunos de los procesos de TEJ a nivel global, especialmente en latitudes del Sur Global que se encuentren en situaciones comparables a la de Colombia.

<b>Sudáfrica</b>	Energía limpia, inclusión y desarrollo sostenible	Equidad en acceso a energía, creación de empleos locales y sostenibles, participación de comunidades en proyectos energéticos	Política Integrada de Recursos y Planificación Energética, Programa REIPPPP, promoción de energías renovables	Crecimiento de energías renovables en la matriz energética	Dependencia de la energía generada a partir de carbón y desafíos en la implementación de la política	Financiamiento a través de inversión pública y privada, colaboraciones internacionales
<b>Indonesia</b>	Reducción de emisiones de carbono y aumento de energías renovables	Equidad en acceso a energía, inclusión social, participación de comunidades locales	Plan Maestro de Energía Nueva y Renovable, Programa de Desarrollo de Infraestructura, promoción de energías renovables	Incremento en capacidad de energías renovables	Dependencia de combustibles fósiles y desafíos en la implementación de políticas de energías renovables	Financiamiento a través de inversión pública y privada, colaboraciones internacionales
<b>Vietnam</b>	Transición hacia energía limpia y bajas emisiones de carbono	Inclusión social, acceso a energía sostenible en áreas rurales y remotas, generación de empleo	Plan Nacional de Acción para el Desarrollo de Energías Renovables, Plan Nacional de Acción para la Eficiencia Energética	Aumento significativo de capacidad de energías renovables	Dependencia de energía generada a partir de carbón y desafíos en la integración de energías renovables en la red eléctrica	Financiamiento a través de inversión pública y privada, colaboraciones internacionales

<b>Reino Unido</b>	Cero emisiones de carbono para 2050	Equidad en la transición energética, erradicación de la pobreza energética	Ley de Cambio Climático de 2008, Estrategia Industrial de Bajas Emisiones, promoción de energías renovables	Reducción de emisiones y liderazgo en energías renovables	Desafíos en la implementación efectiva de políticas y adaptación a la transición energética justa	Financiamiento a través de inversión pública y privada, subvenciones y apoyo a la innovación en tecnologías limpias
<b>España</b>	Neutralidad de carbono para 2050	Equidad en la transición energética, lucha contra la pobreza energética, participación ciudadana	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, promoción de energías renovables, impulso a la movilidad sostenible	Aumento significativo en capacidad de energías renovables y reducción de emisiones de carbono	Desafíos en la adaptación de la red eléctrica y necesidad de mejorar la eficiencia energética	Inversión pública y privada, subastas de energías renovables, fondos europeos y programas de financiamiento

Fuente: elaboración propia.

En general, los procesos de transición energética justa son heterogéneos respecto a sus metas, alcances, marcos de ejecución, recursos disponibles y contextos nacionales (Ramírez-Tovar, 2021). Sin embargo, un eje común fundamental es el rol que cumple la cooperación internacional para planear, desarrollar e implementar las transiciones.

Teniendo en cuenta que más del 80 % de la población mundial vive en países importadores netos de combustibles fósiles y que los cambios que están ocurriendo en materia minero-energética se apalancan en especial en las FNCER, estas van a tener implicaciones geopolíticas mayores (Overland *et al.*, 2022).

Los países con potencial en energías renovables a nivel técnico-económico podrán aprovecharlo para lograr mayor seguridad e independencia energética, cada vez a menor costo (IRENA, 2019a). Sin embargo, para lograr este aprovechamiento se requiere un rápido desarrollo y despliegue de tecnologías resilientes e inversiones tanto públicas como privadas (IRENA, 2021). Al mismo tiempo que propender por la expansión de capacidades de manufactura y de ciencia, tecnología e innovación, de

manera que las relaciones de dependencia energética no se reproduzcan en la dependencia tecnológica.

Actualmente, diferentes países han declarado sus compromisos para alcanzar la carbono-neutralidad en 2050. Además del debate global que ha llevado a un compromiso sin precedentes para la transición energética a escala global, como las *alianzas para las transiciones energéticas justas* (JETP, por su sigla en inglés). Estos instrumentos de cooperación están permitiendo que países tan distintos y complejos como Sudáfrica, Indonesia, Senegal o Vietnam propongan cambios sustanciales de sus matrices de consumo y oferta de energía, que implican inversiones decididas y generalizadas en energía, infraestructura, eficiencia y energías renovables (IRENA, 2020b).

Al mismo tiempo, son varios países los que han asumido compromisos y metas específicas para abandonar progresivamente los combustibles fósiles. Para ello, han ido surgiendo distintas iniciativas globales, como la Alianza Más Allá del Petróleo y el Gas (BOGA, por su sigla en inglés), la Alianza para Superar el Carbón (PPCA, por su sigla en inglés) o el Tratado de No Proliferación de Combustibles Fósiles (TNPF). También se han ido estableciendo en distintos países hojas de ruta y planes de transición energética justa para llegar a la carbono-neutralidad.

Las transiciones energéticas justas tienen como común denominador el desarrollo de estrategias y programas de reconversión laboral y productiva que permita la salida y transformación de las economías y capacidades laborales de la actividad extractiva directa, y de la industria y comercio que se ha generado alrededor de las fósiles. Algunas de las acciones comunes en la reconversión laboral incluyen la implementación de programas de formación y educación, el apoyo financiero para la transición, el fomento de la creación de empleo verde y la participación de los actores locales.

Los programas de formación y educación brindan oportunidades de capacitación para los trabajadores de la industria de los combustibles fósiles, proporcionándoles las habilidades necesarias para empleos en sectores de energía renovable y eficiencia energética. Esto les permite adaptarse a las nuevas demandas del mercado laboral.

El apoyo financiero es fundamental para facilitar la transición de las empresas y los trabajadores hacia actividades sostenibles. Estos fondos pueden destinarse a inversiones en nuevas tecnologías, desarrollo de infraestructuras y capital de trabajo durante la fase de transición (ONU, 2019).

La creación de empleo verde es otro aspecto importante de las transiciones energéticas justas. Se busca promover la generación de empleos en sectores relacionados con las energías renovables, como la instalación y el mantenimiento de parques eólicos y solares, la fabricación de equipos y componentes de energía limpia y la mejora de la eficiencia energética de los edificios (OIT, 2015; OIT & Comisión Europea, 2023).

La participación de los actores locales, incluyendo trabajadores, comunidades afectadas y sindicatos, es esencial en el proceso de transición justa. Esto garantiza que se escuchen las voces de aquellos que se ven más directamente afectados y que se tengan en cuenta sus necesidades y preocupaciones (OIT, 2015).

Finalmente, es importante destacar que las transiciones energéticas justas también consideran aspectos sociales, como la equidad de género, la inclusión de comunidades marginadas y la creación de empleo decente y de calidad. El objetivo es asegurar que la transición hacia una economía baja en carbono sea sostenible, justa y beneficiosa para todos los actores involucrados (Vargas Guevara *et al.*, 2022).

## 2.4. Estrategias para operacionalizar la transición energética justa

A nivel internacional se han implementado distintas estrategias que han sido pilares para el desarrollo de la transición energética justa. En Colombia existe una oportunidad de adaptar las distintas estrategias que han identificado los países en su proceso de transición mediante programas, políticas, regulaciones y leyes. Las experiencias y los resultados a nivel internacional servirán como referencia para trazar la senda hacia una transición energética justa.

### 2.4.1. Diversificación de economías basadas en recursos fósiles

La sustitución de recursos fósiles no es solamente un cambio tecnológico de generación, es una apuesta de transformación territorial, que tal como se menciona previamente respecto a las variables territoriales, se debe incluir la diversificación de las economías. No solo se transita por un cambio sobre la fuente de generación, sino también sobre las alternativas económicas de la región.

Es necesario una economía diversificada que reduzca gradualmente su dependencia de la industria de hidrocarburos, potenciar el papel del sector privado

en esta apuesta y alcanzar un alto nivel de competitividad a través de la inversión en diferentes industrias y servicios competitivos (González Gutiérrez, 2021).

Es así como la transición energética justa debe basarse en la provisión de alternativas económicas, capaces de proporcionar en los territorios el modelo de desarrollo que estas propongan en sus planes de vida. La prohibición del recurso fósil, que tradicionalmente se extrae, si no es acompañado por una fuerte política de diversificación económica, genera una presión social sobre quiénes han desarrollado su modelo económico en esta (Calles Almeida *et al.*, 2023), y las asimetrías económicas de acrecientan ante la imposibilidad de las comunidades vulnerables de prepararse para nuevos proyectos económicos.

Algunas estrategias para la diversificación y el dinamismo económico que se han aplicado en España son: creación de ofertas de trabajo para personal cualificado; superación de agricultura minifundista de autoabastecimiento; promoción del tejido empresarial; programas de emprendimiento como opción para trabajadores desempleados; y, aprovechamiento de recursos disponibles en la agroindustria (Cuesta, 2022).

#### *2.4.2. Retiro anticipado de plantas de generación fósil*

Las regulaciones establecidas para controlar la contaminación y darle precios al carbono han sido factores que permitieron la reducción o cierre de las centrales eléctricas a carbón, ya sea por incumplimiento de normas, por edad de las plantas o por temas netamente económicos (E3G *et al.*, 2018). La principal estrategia que se ha dado ha sido continuar con las operaciones de las plantas hasta que las dinámicas del mercado o la necesidad de una modernización haga imperativa su salida (E3G *et al.*, 2018).

Dadas las oportunidades de desarrollo energético en el mismo sitio, las termoeléctricas han cerrado y le han dado la oportunidad al desarrollo de plantas de combustible residual, generación de gas a pequeña escala y SAEB<sup>32</sup>. En este proceso, se han redistribuido algunos empleos de las termoeléctricas hacia otras actividades dentro de la empresa. También han surgido alternativas como ofrecer capacitación en otras áreas o jubilación anticipada.

Gracias a la visión del retiro gradual del carbón ha sido posible preparar planes respecto al futuro de los recursos humanos previo al cierre de las plantas. Al respecto, Reino Unido ha sido el país con mayor interés político: se ha comprometido a terminar

---

<sup>32</sup> Sistema de almacenamiento de energía eléctrica con baterías.

con la generación del carbón en 2025. En 2021 la presidencia de la COP 26 del Reino Unido firmó la Declaración de Transición Global del Carbón a la Energía Limpia, acuerdo adoptado por cuarenta países, entre ellos Chile y Costa Rica (Transforma, 2022), que los compromete a la reducción gradual de generación de energía de carbón no abatida para la década de los treinta del presente siglo o tan pronto como sea posible. Además, se comprometen a dejar de emitir permisos para nuevos proyectos de generación de energía a base de carbón (UK Government & UNFCCC, 2021). Tal compromiso ha mitigado el impacto por la reducción de los ingresos fiscales mediante incentivos a la renovación de la economía regional (E3G *et al.*, 2018).

Por otro lado, y teniendo en cuenta la relación entre las necesidades locales de carbón con la generación de energía eléctrica, en el país existen propuestas concretas para el cierre anticipado de minas, adecuado tanto al marco regulatorio, como al contexto sociopolítico. Tal es el caso de la adaptación metodológica de gestión de proyectos en la planificación para el cierre técnico anticipado, metodología que se ha aplicado a la mina de carbón ubicada en el páramo de Pisba municipio de Socha, Boyacá (Chaparro & Jiménez, 2021). Se plantea el retiro en cuatro fases principales: diseño de obras de cierre, obras de cierre de infraestructura subterránea, obras de cierre en infraestructura de superficie y, obras de adecuación paisajista.

Lo anterior, resaltando que, en un marco de Transición Energética Justa, no solo se conciben elementos transicionales dentro de lo energético, sino un llamado al rescate de las variables que componen el territorio y las comunidades. Y dado que el planeta está planteando un “face out” de la generación de energía eléctrica a partir del carbón, es fundamental prepararse ante estos cierres con programas de reconversión laboral y productiva, además de la compensación y rehabilitación ecológica generados por la actividad minera asociada.

#### *2.4.3. Recuperación de suelos a posteriori a la explotación de fósiles*

Las actividades extractivas de los fósiles como el carbón y el petróleo dejan consecuencias negativas en el suelo y en los ecosistemas circundantes tales como la degradación y erosión del suelo, la contaminación del suelo, la pérdida de la biodiversidad, la desertificación, el hundimiento de los terrenos, entre otros. Por otra parte, a nivel social también genera efectos negativos en las comunidades cercanas al desarrollo de la actividad extractiva haciendo que se requiera el desplazamiento o reubicación de las comunidades locales y pérdida de medios de subsistencia tradicionales (Duarte *et al.*, 2021).

La recuperación de suelos y de los ecosistemas hace parte del concepto de restauración ecológica e implica una serie de prácticas y técnicas destinadas a devolver la funcionalidad del suelo y restaurar su capacidad para sostener la vida vegetal y animal, así como los servicios ecosistémicos que proporciona. Algunas de las estrategias comunes para la recuperación de suelos a posteriori a la explotación de fósiles incluyen: 1) la remediación de suelos contaminados a través de la limpieza y eliminación de contaminantes, acompañado de medidas de restauración de la calidad del suelo; 2) la restauración de la cubierta vegetal para estabilizar el suelo, prevenir la erosión y promover la biodiversidad; 3) el reperfilado del terreno para la restauración de la topografía original y reducir riesgos de deslizamientos; 4) la reincorporación de nutrientes y materia orgánica para mejorar la fertilidad del suelo, y 5) el seguimiento y monitoreo continuo para evaluar la efectividad, a través del tiempo, de las medidas implementadas (Bernad *et al.*, 2007; Gann *et al.*, 2019).

En Sudáfrica investigan como las plantas ricas en fibra pueden usarse posteriormente a la actividad extractiva para transformar la tierra abandonada de la minería en tierra productiva y construir comunidades resilientes a través del desarrollo de cadenas de valor de múltiples productos. La biomasa de estas plantas, como el bambú, el kenaf y el cáñamo, se puede convertir en varios productos semielaborados y de alta gama, como textiles, papel, mobiliario, materiales de construcción, bioplásticos y biocompuestos, así como en energía. La selección y el desarrollo de procesos y productos viables para la utilización aguas abajo de la biomasa vegetal de la tierra posterior a la minería es compleja y debe basarse en una comprensión integral de las opciones disponibles, teniendo en cuenta los impulsores, oportunidades y limitaciones ambientales, socioeconómicas y técnicas (Chimbganda & Broadhurst, 2021).

La recuperación de suelos a posteriori a la explotación de fósiles es una responsabilidad tanto de las empresas extractivas como de los organismos reguladores y gubernamentales. Es fundamental implementar prácticas responsables y sostenibles durante la fase de explotación, asegurando inversiones adecuadas para la restauración de las áreas impactadas. La recuperación exitosa de suelos no solo beneficia al medio ambiente, sino que también puede tener un impacto positivo en las comunidades locales al restaurar el acceso a recursos naturales y mejorar las condiciones de vida (Domínguez *et al.*, 2019).

#### 2.4.4. Democratización energética

Otra de las grandes estrategias en la transición energética es la apertura a nuevos actores que se logra por medio de la democratización. La democratización energética es asegurar el acceso equitativo a la energía, mediante un modelo energético renovable, participativo e inclusivo (Bertinat & Chemes, 2020). Llevar el debate energético a otros representantes permite reducir las injusticias habilitando la participación de comunidades que han sido afectadas en su territorio; pero también, cuestiona la total confianza sobre las soluciones técnicas y fomenta la responsabilidad frente a la transición de los ciudadanos (Martín Murillo, 2017; Onofre Molina, 2020).

*El desafío es pensar qué tecnologías son adecuadas para soportar procesos de democratización y como gestar una base tecnológica que subsidie procesos de inclusión social. No se trata de exigir transferencia de paquetes tecnológicos sino generar procesos para el desarrollo de tecnologías para la inclusión social frente a las tecnologías para la obtención de lucro (Gutiérrez Rios, 2018).*

La democratización de la energía puede darse por diferentes vías como la generación distribuida (Peña & Gallego, 2018) en donde existen diferenciados mecanismos de implementación. En América Latina algunos de los países con mayor desarrollo son Chile, Brasil y México. En donde cada uno ha desarrollado sus propios modelos de generación distribuida:

- Chile: autoconsumo individual, traspaso remoto y sistemas comunitarios o de propiedad conjunta.
- Brasil: Generación en condominios, consorcio, cooperativas y autoconsumo remoto.
- México: Net Metering, Net Billing y Venta Total de Energía<sup>33</sup>.

En común, todos estos modelos de generación distribuida, aunque tengan diferencias significativas en cuanto al detalle de funcionamiento, tienen todos en común que habilitan la generación de energía eléctrica a escalas reducidas en comparación a los sistemas tradicionales de generación. No obstante, el máximo de capacidad instalada de estos esquemas puede oscilar de 1MW a 5 MW, generalmente.

---

<sup>33</sup> Net Metering: El sistema de medición Neta de energía permite cuantificar los excedentes de energía que puede producir un sistema de autogeneración para ser entregados a la red

Net Billing: Generación distribuida

En paralelo al tipo de modelo de generación distribuida que pueda existir, frente a la democratización de la energía, una estrategia que cobra aún más fuerza es la de comunidades energéticas, esquemas asociativos en donde un grupo de ciudadanos prestan a sí mismo o a otros servicios energéticos. Sin embargo, en el marco de una transición energética justa, toman un papel más relevante, no son una forma de generar y administrar energía únicamente, son una forma de justicia y de ética colectiva (Ramírez-Tovar, 2022). Tal es el caso del Ejido solar en México, esquemas de generación de energía eléctrica que fomenta modelos de gobernanza participativa en favor de la comunidad rural (Bremauntz, 2021; Nahuat Uc, 2007).

No obstante, para un proceso de democratización, no solo es necesario la apertura del mercado por esquemas regulatorios apropiados y financiamiento. La inclusión de nuevos actores en un marco de justicia requiere que el problema de la asimetría en la información y el acceso a ella pueda ser resuelto. Generalmente el tema energético se centra en posiciones tecnocentristas con un grado de especialidad superior, de tal forma que el ciudadano no suele tener mayor relacionamiento con el tema (Bertinat, 2016). Bajo este escenario, es necesario el desarrollo de programas para conocimientos generales del sector, pero también de procesos de formación de capacidades locales para el fomento de esquemas de generación distribuida.

#### *2.4.5. Impuesto al carbono*

El Banco Mundial lo define como el precio que se le asigna al carbono mediante una tasa de impuesto a las emisiones de gases efecto invernadero o por el contenido de carbono presente en los combustibles fósiles (World Bank, s. f.). El precio del carbono permite gravar económicamente a los responsables de las emisiones de GEI, en vez de simplemente señalarlos. Proporciona señales económicas, de tal manera que los actores que contaminan puedan decidir si reducen emisiones o retribuyen económicamente el impacto que están generando.

El Fondo Monetario Internacional (FMI) señala que la gran mayoría de programas de precio al carbono han tenido un impacto en la reducción de emisiones de GEI. Los países que han acogido este impuesto han tenido como resultado una importante disminución en tales emisiones. No obstante, debe haber una implementación apropiada de políticas que tengan en cuenta el gradualismo, incentivos distributivos y un marco transparente basado en reglas que permitan crear una estrategia de mitigación creíble a partir de la tarifa del carbono (IMF, 2022).

El éxito del impuesto al carbono en países como Suecia ha sido consecuencia de la implementación gradual y de incentivos distributivos en el país (especialmente

las exenciones). La tasa fue incrementando paulatinamente desde su instauración en 1991 y generó una reducción del 25 % de las emisiones con un 75 % de expansión en su economía (IMF, 2022), mitigando el impacto económico de su entrada. El impuesto inició con exenciones en ciertos sectores (difíciles de abatir) que fueron siendo abolidas de manera progresiva. Este impuesto ha tenido credibilidad gracias a definiciones de *mitigación climática* claras, reguladas y transparentes.

A diferencia de Suecia, algunos países —como Uruguay recientemente— están optando por una fuerte inserción del impuesto al carbono (IMF, 2022) con una tarifa elevada (US\$137 en comparación con US\$40 de Suecia) que busca una recaudación dirigida a un conjunto de incentivos, entre los que destacan subsidios a la compra de vehículos eléctricos e inversión en transporte verde.

Según el Foro Económico Mundial, aún existe resistencia de parte de algunos países por adoptar el impuesto al carbono debido a los impactos que podría llegar a tener en el bienestar de los ciudadanos. En efecto, puede llegar a ser regresivo e impactar a los ciudadanos más vulnerables. La inclusión del impuesto al carbono en los combustibles fósiles puede tener un impacto en los precios de la canasta familiar sin importar la estrategia en la que sea introducido, lo que obligaría a contemplar reestructuraciones en algunos territorios dependientes de actividades de altas emisiones (World Economic Forum, 2022).

Es importante considerar, que el impuesto al carbono y otras iniciativas, deben ir acompañadas de estrategias de reconversión tecnológica, reconversión laboral y productiva, además de programas que permitan tener un enfoque de justicia de cara a la transición energética.

#### *2.4.6. Integración en energía eléctrica regional*

La integración eléctrica permite el aprovechamiento de los recursos energéticos eléctricos de una región, incrementando la eficiencia y optimizando costos de producción de la energía. Adicionalmente, puede proporcionar confiabilidad al sistema permitiendo una gestión eficiente de picos de demanda y el aprovechamiento de economías de escala. La integración también favorece la sostenibilidad ambiental a través del aprovechamiento de las capacidades de generación de países con menor emisión de carbono (Barril Diego, 2021), y en muchos casos sus beneficios pueden superar los costos de la infraestructura (Alarcon, 2021).

La región de América Latina y el Caribe tiene uno de los sistemas eléctricos más limpios, con cerca de un 60 % de su matriz basada en fuentes renovables, la mayor parte correspondiente a grandes centrales hidroeléctricas. Los acuerdos e

integraciones asociadas a energía eléctrica son fundamentalmente binacionales antes que regionales. Por otra parte, el papel de las empresas estatales ha sido clave en los momentos de decisión, por lo que es importante identificar la relación entre los objetivos de cada país con los de sus empresas para poder comprender las posibilidades de la integración binacional o regional (Mansilla, 2011).

Es así como, en sus comienzos, los procesos de integración energética latinoamericana se asociaron a grandes obras de infraestructura de interconexión eléctrica lideradas por los Estados. Ese es el caso del mayor desarrollo en cuanto a obras binacionales, que propició la construcción de las hidroeléctricas Itaipú (Paraguay-Brasil), Yaciretá (Argentina-Paraguay) y Salto Grande (Argentina-Uruguay), dada la ubicación fronteriza de los ríos de mayor caudal, por lo que el aprovechamiento de su potencial energético debió hacerse mediante emprendimientos binacionales (Mansilla, 2011).

Otra de las iniciativas más relevantes en la región tuvo lugar en 1996, con el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, cuyo objetivo es la formación y crecimiento gradual de un mercado eléctrico regional competitivo, y ha marcado el inicio de la regulación de integración eléctrica a través de organismos regionales de operación y regulación de dicho mercado.

De acuerdo con la CEPAL, el objetivo y resultado de un sector eléctrico con mercados competitivos e integración regional, sería el de aumentar la competitividad de las actividades comerciales e industriales, disminuyendo los costos en las tarifas eléctricas a usuarios finales y requiriendo menores subsidios por parte del Estado (CEPAL 2021). En la tabla 2.2 se presentan las iniciativas estratégicas de integración energética a nivel eléctrico en las que se desarrollan experiencias regulatorias importantes.

Tabla 2.2. Iniciativas de integración en energía eléctrica de América Latina y el Caribe

INICIATIVA	PAÍSES	DESCRIPCIÓN
<b>Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, 1996</b>	Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá	Se crean los organismos regionales de operación y regulación del mercado eléctrico regional, Ente Operador Regional (EOR) y Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) respectivamente, y se define a la Empresa Propietaria de la Red (EPR) para el desarrollo del primer sistema de interconexión regional (infraestructura SIEPAC) (Velásquez, 2021a)
<b>Proyecto Mesoamérica,</b>	Belice, Colombia,	Se crea el Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC), la Comisión de Interconexión México-SIEPAC.

<b>2008</b>	Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua, Panamá y República Dominicana	<p>Se aprueba e implementa el Programa Mesoamericano para el Uso Racional y Eficiente de la Energía (PMUREE) para promover la homologación de normas y estándares de eficiencia energética en la región.</p> <p>Se crea la Red Mesoamericana de Investigación y Desarrollo en Biocombustibles (RMIDB) para promover el intercambio de conocimiento, la transferencia de tecnología y la producción de bioenergéticos.</p>
<b>Acuerdo Colombia, Ecuador y Perú, 2009</b>	Colombia, Ecuador y Perú	Busca complementar el marco normativo para relaciones de largo plazo que permitirían avanzar hacia la integración de los mercados de energía eléctrica en la Comunidad Andina, e incorpora dos regímenes temporales vigentes para los intercambios eléctricos entre Colombia, Ecuador y Perú.
<b>Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP), 2017</b>	Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú	<p>Se define el marco regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad.</p> <p>Se hace el análisis y desarrollo de propuestas para la elaboración de tres reglamentos: operativo, comercial y del coordinador regional.</p> <p>Instancia técnica: Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL)..</p>
<b>Sistema de Integración Energética del Sur</b>	Chile, Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay (al cual en fases posteriores se han incorporado Bolivia)	Esta iniciativa promovida por el BID, nace con el objetivo de fortalecer el diálogo energético regional para contribuir a levantar las barreras actuales que impiden mayores transacciones energéticas (electricidad y gas natural) para avanzar en la creación de un mercado energético entre los países del Cono Sur. Para esto, desde el BID se está apoyando el proceso de integración energética regional de los países del Cono Sur mediante estudios técnicos y mesas de diálogo regionales con el fin de: (i) Identificar las barreras técnicas, regulatorias y políticas que impiden un mayor intercambio energético en la región (electricidad y gas natural); (ii) identificar opciones para garantizar la seguridad de los sistemas interconectados eléctricos; y (iii) proponer recomendaciones para avanzar hacia una planificación energética regional de largo plazo

Fuente: elaboración propia.

En línea con estas iniciativas, en la región se desarrollaron los sistemas de interconexión eléctrica (tabla 2.3), dentro de los cuales se destaca el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), que cuenta con niveles intermedios de intercambio y es el esquema de interconexión más avanzado de ALC pues también cuenta con organismos regionales que norman, administran y supervisan, así como una empresa propietaria de la red que interconecta a los países (Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional-MER).

Tabla 2.3. Iniciativas de sistemas de interconexión de energía eléctrica en América Latina y el Caribe

INICIATIVA	PAÍSES	DESCRIPCIÓN
<b>Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC, 2010)</b>	Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá	El componente de infraestructura es de 1793 km de líneas de transmisión de 230 kV. Permite disponer inicialmente de una capacidad confiable y segura de transporte de energía de 300 MW entre los países de la región.  Las transacciones regionales de energía pasaron de 700 GWh en 2013 a 1403 GWh en 2014 y a 3100 GWh en 2019 (Yepez & Alarcón, 2021).
<b>Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA, 2011)</b>	Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Chile como país asociado	Tiene como propósitos principales:  Poner en marcha mecanismos para facilitar seguridad jurídica y garantías para el desarrollo de la infraestructura y las transacciones internacionales de electricidad.  Identificar la infraestructura necesaria para establecer un corredor de energía eléctrica dentro de los países y en zona de frontera.  Avanzar en acuerdos bilaterales específicos que definan los mecanismos comerciales y financieros de intercambio de electricidad.

Fuente: elaboración propia.

Entre otras iniciativas, surge la Alianza de Energía y Clima de las Américas entre Brasil, Chile, Costa Rica, México, Perú y Trinidad y Tobago, la cual es un mecanismo flexible creado por la Cumbre de las Américas de 2009. En esta se establece que los gobiernos de los países firmantes, de forma voluntaria, pueden llevar a cabo iniciativas que involucren a otros países para promover energías menos contaminantes, impulsar la seguridad energética, luchar contra la insuficiencia energética y reducir las emisiones de GEI para la sostenibilidad de las Américas (ECPA, 2013).

Es así como en ALC comienzan a tomar relevancia los procesos de integración a nivel eléctrico, incorporando sus oportunidades asociadas a la disponibilidad de recursos naturales, lo que permite múltiples variantes de inversión, uso y producción en energías renovables. Hay que destacar que los miembros del MERCOSUR han tenido un importante avance respecto al uso de energías renovables:

- Argentina ha modificado recientemente sus regulaciones, de modo que la Ley 27.191 se plantea como objetivo cubrir un 20 % de la matriz energética con energías renovables en 2025 y el Plan RenovAr presenta un esquema de

incentivo sin subsidios, siendo las licitaciones y las subastas los dos medios por los cuales se canalizan las inversiones. En estos momentos, bajo el plan, hay 3700MW eólicos adjudicados.

- Brasil es el segundo país del mundo en producción de energía hidroeléctrica y el cuarto con capacidad instalada de energía eólica, que representa a su vez el 60 % de toda la región. A nivel legislativo, el Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA), como esquema financiero para la transición energética, es tan exitoso que ha sido adoptado por otros países.
- Paraguay, a pesar del veto presidencial a la Ley de Energías Renovables a finales de 2017, se fijó como meta aumentar en 60 % el consumo de energías renovables y reducir en 20 % el de combustibles fósiles.
- Uruguay, gracias a la Ley sobre Energías Renovables, es considerada una vanguardia mundial a nivel legislativo. El país hoy alimenta el 92,8 % de su matriz eléctrica con fuentes renovables, siendo un ejemplo perfecto a nivel mundial de cómo se modifica y orienta la transición de la matriz energética, pasando de importar energía a exportar sus excedentes a otros dos miembros del MERCOSUR, Brasil y Argentina.

El acuerdo binacional de exportación de energía entre Ecuador y Colombia permitió que entre enero y febrero de 2020 Ecuador exportara 234,38 GWh a Colombia. La generación eléctrica en Ecuador se produjo por fuentes renovables —hidroeléctrica, fotovoltaica y eólica— en un 90%, por lo tanto, los precios de exportación fueron competitivos y de interés para Colombia (OLADE, 2020).

En el marco de la convención anual de la Prospectors and Developers Association of Canada (PDAC), los gobiernos de Brasil y Perú firmaron un acuerdo de cooperación bilateral para el uso eficiente de las energías renovables. El referido instrumento reafirma el interés de ambos gobiernos por profundizar la cooperación bilateral en materia de planeación energética (OLADE, 2020).

Finalmente, los gobiernos de Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú acordaron intensificar el proyecto de integración eléctrica regional, con el propósito de alcanzar la soberanía energética, a través de la firma de una declaración conjunta en el marco de la reunión del Proyecto de Integración Energética Regional en la región Andina, que se llevó a cabo en Lima (Perú). En esa línea definieron avanzar en la Hoja de Ruta del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) 2020-2030 e impulsar la generación eléctrica con fuentes de energía renovable (Minenergía, 2022b).

#### *2.4.7. Diplomacia regional para habilitar la transición energética*

A pesar de ver políticas de transición energética desde el Norte Global con mayor frecuencia, la región de América Latina y el Caribe (ALC) también ha planteado ambiciosas apuestas buscando reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>e y avanzar en la transición a través de la diversificación de sus matrices energéticas. Sin embargo, un incremento significativo de energía renovable conlleva diferentes desafíos técnicos, económicos y regulatorios a los cuales la región se enfrenta en los últimos años (CEPAL, 2021).

Existen retos y barreras asociados al desarrollo de la transición energética justa, a continuación, se hará un énfasis en aspectos de política pública, y en la expansión del sistema eléctrico como uno de los elementos fundamentales de la transición, en donde se especificarán algunos retos enfocados a sistemas de transmisión y desarrollo de nuevos proyectos.

Desde el punto de vista de la política pública se visualizan algunos retos respecto a mantener la continuidad de las políticas definidas por los diferentes Gobiernos. Existen dificultades para alinear los actores estatales para el cumplimiento de las metas establecidas en torno a transiciones energéticas justas, por lo cual se requiere de una sinergia que permita la ejecución armónica de los diferentes actores, evitando trabas burocráticas.

Es así como el dialogo continuo y el planteamiento de metas conjuntas surgen con una oportunidad de llevar a cabo la implementación de las políticas, en pro de minimizar los posibles impactos negativos que puedan llevar la transición, de un modelo energético y económico dependiente a los combustibles fósiles, a uno con una gran integración de energías renovables no convencionales, que involucren y reflejen las realidades sociales y ambientales de los territorios.

A nivel general, la electricidad se convierte en una piedra angular para el desarrollo de la transición energética, hecho que implica per se, unos retos en infraestructura de transmisión de la energía eléctrica. Con la integración de nuevos proyectos de generación, se requiere de una expansión exponencial en los sistemas de transmisión. En este sentido, existen barreras asociadas al acceso a la red actual, tales como: nodos bloqueados por proyectos de papel, complejidades para obtener la conexión, dificultades de acceso a la red para ciertos tipos de proyectos.

Adicionalmente, la ampliación de la capacidad instalada de electricidad debe incluir la planeación óptima la expansión de las redes de transmisión, las cuales están diseñadas para los modelos actuales de generación. Es así como deben incluirse

modelos flexibles que permitan almacenamiento de energía, regulación para la expansión de las redes, generación distribuida, mercados intradiarios, gestión de la demanda, entre otras. Por otra parte, la distancia entre los puntos de generación y demanda son puntos para considerar, en casos de largas distancias se deben revisar las pérdidas que se puedan generar, y como estas podrían minimizarse. De allí que el desarrollo de nuevos modelos de despacho cobra gran importancia y que su planeación se convierta en una necesidad. Por otra parte, el desarrollo de nuevos proyectos, principalmente a gran escala, involucra algunas barreras relacionadas con el acceso a la tierra, dificultades para alcanzar acuerdos entre desarrolladores y propietarios, firma de contratos de arrendamiento, relacionamiento de las comunidades por parte de las empresas, falta de acompañamiento, entre otros. Estos retos se unen a uno mayor, la expansión de proyectos de TEJ que aporten al desarrollo de las comunidades y sus territorios, generando beneficios a corto, mediano y largo plazo (OLADE, 2023).

La integración energética es una meta necesaria en el marco de los debates de transición energética justa, vinculándose con una perspectiva de crecimiento e independencia económica de la región. Será necesario ver más allá de una concepción de unificación económica comercial de recursos energéticos entre países, así como considerar el desarrollo y coordinación de capacidades para el aprovechamiento de recursos energéticos de manera sostenible y diversificada (OLADE, 2015).

Existen muchas potencialidades para desarrollar una integración energética en la región, y una larga historia de acuerdos y marcos institucionales de dichos procesos. Sin embargo, los procesos de integración existentes solo se basan en el comercio de energía y recursos naturales (Mansilla, 2011), buscando impulsar y fortalecer la industrialización de las cadenas de valor relacionadas con la energía e incentivar la relación entre las empresas energéticas estatales (OLADE, 2015).

Avanzar y fijar metas en transición energética en el marco de las dimensiones tecnológica, financiera, económica y socioambiental implica que a nivel gubernamental existan bases legales habilitadoras tanto a nivel nacional como a nivel regional, en donde la diplomacia energética será una estrategia importante para superar barreras y desafíos trabajando como un bloque de cooperación regional.

## 2.5. Minerales estratégicos en la Transición Energética Justa

El suministro de minerales críticos, tanto para países emergentes como para potencias mundiales como China, la Unión Europea y EE. UU., cobra mucha importancia debido a que de ello depende la producción de nuevas tecnologías y el desarrollo de economías descarbonizadas que hoy nos exige el cambio climático. Es relevante destacar dos conceptos fundamentales en las políticas globales relacionadas transiciones energéticas y políticas de reindustrialización, entre otras. Estos conceptos relacionan la designación de minerales críticos y minerales estratégicos. Los minerales críticos son aquellos que presentan un mayor riesgo de escasez en su suministro, lo que podría tener un impacto significativo en la economía al ser comparados con otras materias primas. Por otro lado, los minerales estratégicos son aquellos que debido a sus características intrínsecas únicas son altamente deseadas por los países industrializados tanto en reservas como en usos. En el caso de los países productores se entienden de importancia económica estratégica aquellos cuya su exportación supone un importante ingreso de divisas (Zappettini, 2021).

Según (BM, 2020), las energías limpias implican mayor uso de minerales en comparación con la generación a partir de fósiles en cuanto a la fabricación de tecnologías. Lo anterior, conduce a la creación de oportunidades para los países con capacidad de producción de dichos minerales, dado el aumento en la demanda global que estará determinada por el ritmo de fabricación de paneles solares, turbinas eólicas, vehículos eléctricos, redes eléctricas y baterías, entre otros, de acuerdo con las necesidades del mercado.

El mismo Banco Mundial (*ibidem*), en su documento “Minerales para el cambio climático”, refleja los altos crecimientos de demanda que tendrán los minerales para tecnologías energéticas (sin considerar su almacenamiento) para 2050, en un escenario en el cual se cumplan condiciones de no llegar a un calentamiento de la atmósfera por encima de los 2°C, como lo es el acuerdo de París, y los compara con cifras de demanda anual en 2018. Así mismo, se presenta la proyección de demanda y el crecimiento porcentual en comparación con 2018, que para 2050 tendrán cada uno de los 17 minerales considerados como estratégicos para el cambio climático por el estudio del Banco Mundial, siendo el aluminio para este periodo el más demandado, seguido del grafito, níquel, Cobre y Zinc, tal como lo presenta la figura 2.2.

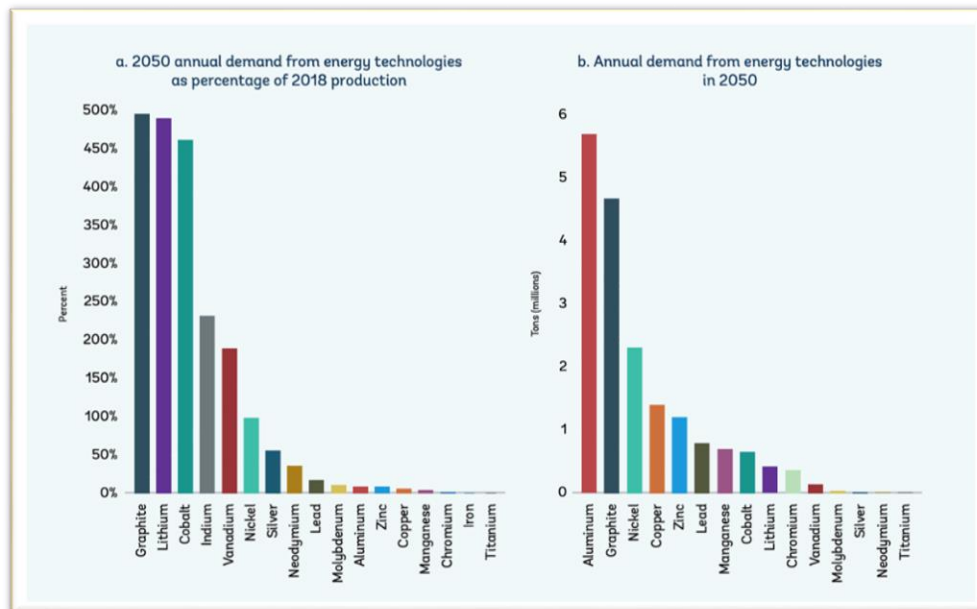


Figura 2.2. Demanda anual de minerales y materiales proyectada en 2DS solo a partir de tecnologías energéticas en 2050, en comparación con los niveles de producción de 2018  
Fuente: BM (2020).

De acuerdo con estas proyecciones, se entiende qué para satisfacer la creciente demanda de tecnologías, la producción de algunos minerales, como el aluminio, podría aumentar alrededor de 500 % en 2050. Por supuesto, el mayor o menor crecimiento de la demanda dependerá del nivel de uso en las nuevas tecnologías incorporadas a nivel mundial. En el grupo de minerales esenciales para una transición energética justa de acuerdo con (IEA, 2022) están: Silicio, Cobre, Manganeseo, Litio, Molibdeno, Níquel, Tierras Raras, Cobalto, Zinc, Cromo, Grafito. Así mismo, el aporte de dichos minerales en la fabricación de vehículos eléctricos, generación de energía (solar, eólica) resulta fundamental (figura 2.3).

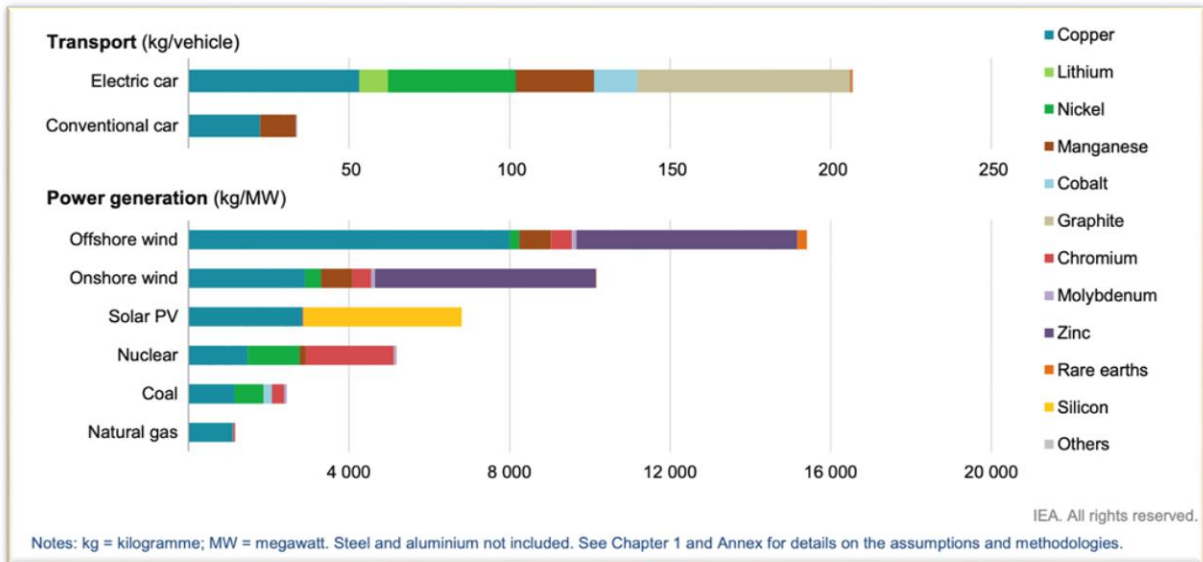


Figura 2.3. Demanda de minerales, usados en tecnologías de fuentes no convencionales de energía-FNCER

Fuente: BM (2020).

Adicionalmente, en la figura 2.4 se presenta la clasificación en orden de importancia de los minerales necesarios para fabricación de tecnologías de transición considerando materias primas críticas y sectores estratégicos en la Unión Europea (ver figura 2.4) (McKinsey, 2022).

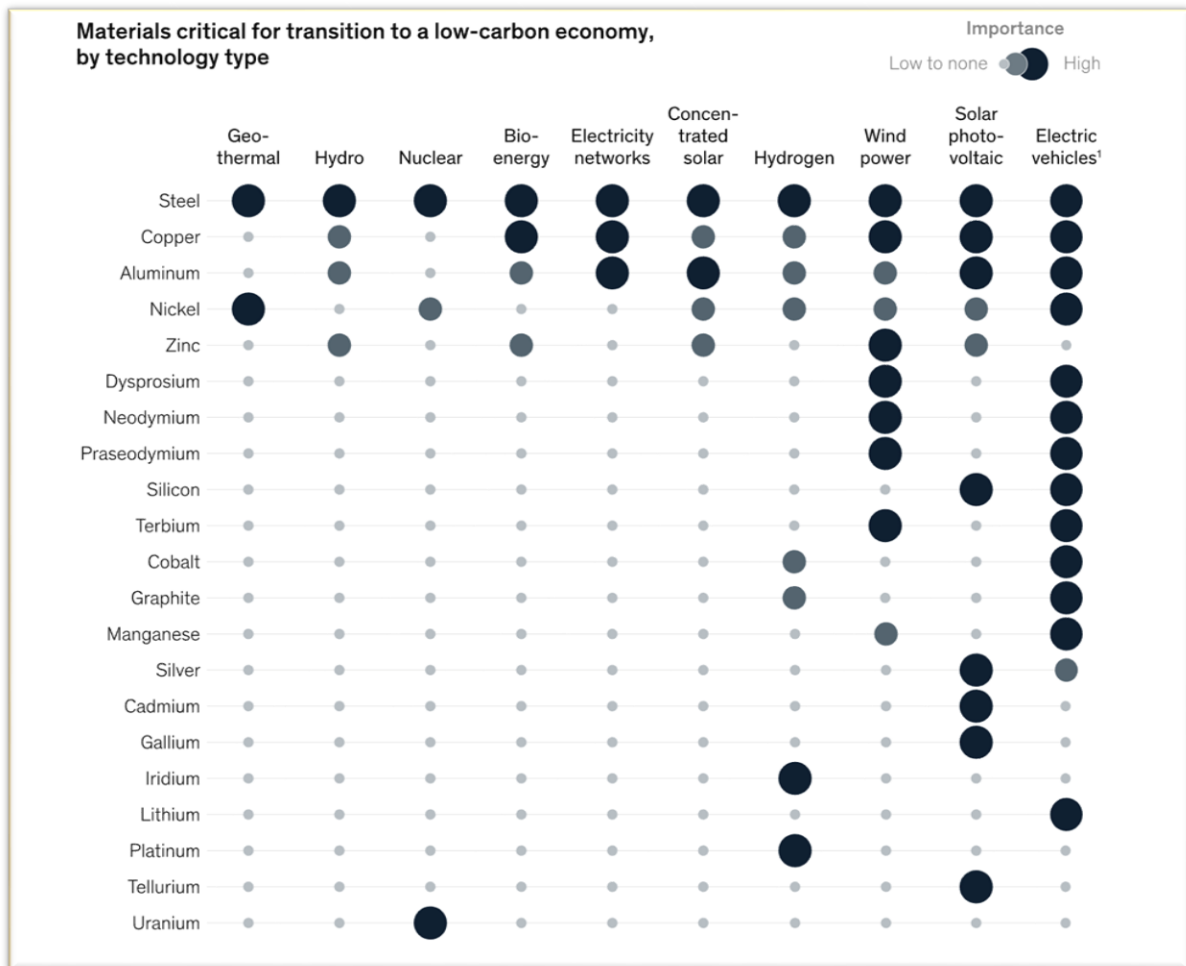


Figura 2.4. Materiales críticos para la transición a una economía baja en carbono por tipo de tecnología  
Fuente: Mckinsey & Company (2022).

De acuerdo con McKinsey el cobre, aluminio, níquel y zinc, son minerales con importancia alta ya que presentan un aporte mayor tanto en participación como en transversalidad para infraestructuras de generación de energía. Así mismo, se especifica la importancia de los minerales de tierras raras (praseodimio, terbio, disprosio, neodimio) para cada tecnología y otros como: cobalto, silicio, grafito, terbio, plata, manganeso. Finalmente, se incluyen algunos minerales con menor participación transversal, pero con un importante uso específico como: cadmio, galio, iridio, litio, telurio y uranio.

América Latina tiene un rol clave en ese creciente suministro de minerales críticos pues podría suministrar más de un tercio de la producción de cobre y litio (IEA, 2020a). En la figura 2.5 se presenta la producción de minerales estratégicos para la

transición energética en la región. Chile, Perú y México poseen aproximadamente el 40 % de las reservas mundiales de cobre. Cerca de dos tercios de las reservas mundiales de litio (65 %) están en Bolivia, Argentina y Chile (Triángulo del Litio). Brasil alberga el 17 % global de reservas de níquel. Y finalmente, la región posee también pequeñas cantidades de cobalto.

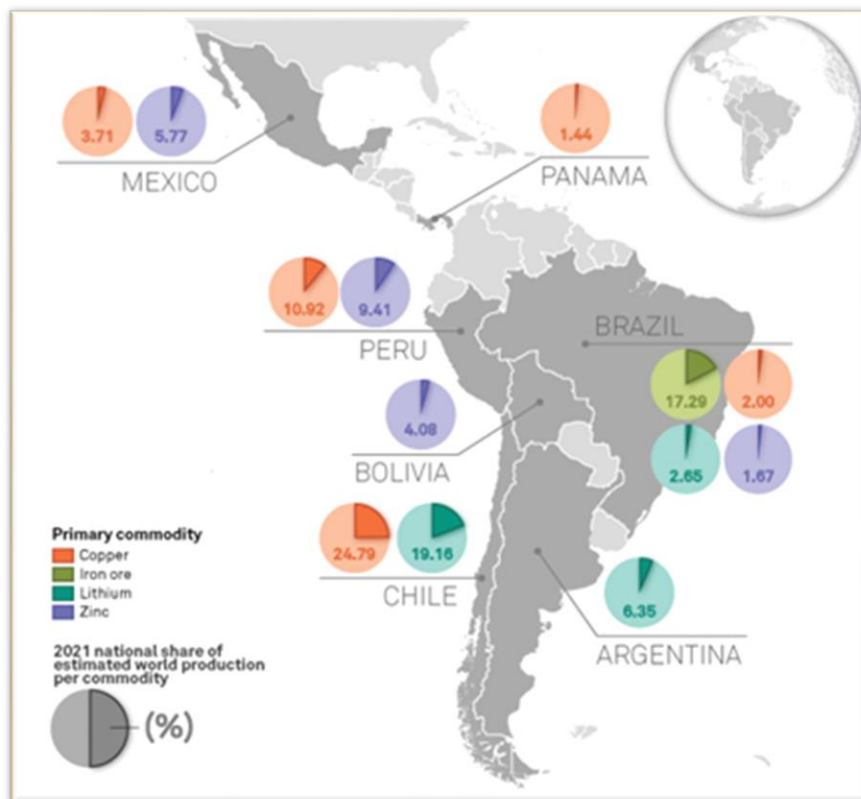


Figura 2.5. Producción de minerales estratégicos en América Latina y el Caribe  
 Fuente: S&P Global Market Intelligence (2021).

La concentración geográfica de minerales críticos crea fuentes de preocupación para las empresas que producen paneles solares, turbinas eólicas, motores eléctricos y baterías utilizando minerales importados, ya que sus cadenas de suministro pueden verse afectadas rápidamente por cambios regulatorios, restricciones comerciales o inestabilidad política en un pequeño número de países (IEA, 2020a; NRGI, 2021).

La producción de minerales estratégicos en 2020, en los países de la región, se muestra en la tabla 2.4. Se evidencia que en Colombia el níquel se posiciona como uno de los minerales con mayor crecimiento, con 38.000 toneladas en 2021, y cuyos principales destinos de exportación son China (69 %), Europa (25 %), América (5 %), y África (1 %) (Urrego, 2022). El Triángulo del Litio, compuesto por Argentina, Bolivia

y Chile, cuenta con cerca del 65 % de los recursos mundiales de litio y alcanzó el 29,5 % de la producción mundial total en 2020 (Secretaría de Minería de la Nación, 2021). Los principales importadores de litio del Triángulo de Litio son China, Japón, Corea del Sur y Estados Unidos (Bellato, 2022).

**Tabla 2.4. Producción de minerales estratégicos en América Latina y el Caribe, 2020 (unidad de medida: toneladas métricas)**

	COBALTO	COBRE	LITIO	MOLIBDENO	NÍQUEL
BRASIL			1900		73.000
CHILE		5700	18.000	58.000	
COLOMBIA					38.000
ARGENTINA			6200		600
PERÚ		2200		18.100	30.000
CUBA	3600				49.000
MÉXICO		690		13.000	17.000

Fuente: CEPAL (2022).

No obstante, disponer de reservas o producción de minerales en América Latina y el Caribe (ALC) no asegura disponer de la tecnología y competitividad de costos, lo que requiere de capacidades de procesamiento, refinación, manufactura, entre otros. Por lo tanto, será necesario que la industria minera de la región se actualice constantemente para atender las oportunidades de mercado que se prevén (CEPAL, 2022) y que se alinee a las transiciones energéticas justas.

En el caso boliviano, se ha diferenciado a la industria del litio en dos partes: la extractiva y la de transformación. La primera aborda el estudio y extracción del salar, y un primer procesamiento hasta carbonato de litio. Por normativa solamente el Estado boliviano, a través de Yacimientos de Litio Boliviano (YLB), puede participar de la extracción del litio, por ser este un recurso considerado estratégico para el país. La segunda parte es el uso del producto para la elaboración de material catódico y baterías de ion-litio a través de socios estratégicos para llevar la producción a etapa industrial (Secretaría de Minería de la Nación, 2021). Simultáneamente están

avanzando en una estrategia de industrialización del litio, con el objetivo de producir cátodos y baterías que apoyen la electromovilidad del país (CEPAL, 2022).

Argentina viene avanzando en proyectos de planeación y en curso relacionados con los desarrollos tecnológicos para el sector del litio, a través del desarrollo tecnológico para apoyar en la cadena de valor y superar la complejidad de los procesos desde la extracción en salmueras y la refinación, hasta etapas aguas abajo mediante la construcción de nuevas plantas para producción de celdas y baterías de litio. Además, se encuentra impulsando varios proyectos de agregación de valor, como la planta de captura y uso de CO<sub>2</sub> para síntesis de carbonato de sodio a escala industrial; la planta de separación de sales de litio por métodos directos (DEL por adsorción selectiva); la planta de purificación de carbonato de litio grado batería; la planta piloto de refinación de sales de litio; y la planta de producción a escala industrial de celdas para baterías de ion-litio (CEPAL, 2022).

Por su parte Chile, tiene proyectos de valor agregado y economía circular financiados con las rentas económicas provenientes de los contratos de explotación de litio en el Salar de Atacama. Principalmente a través de la síntesis de nanopartículas de litio como aditivos para almacenamiento de energía (CEPAL, 2022).

La región viene avanzando en posicionarse como un importante referente en minerales estratégicos para la transición, pero requiere fortalecer la posición en el suministro de minerales vitales para los grandes mercados globales y agregar valor local y regionalmente, con encadenamientos que apunten a productos con mayor grado de refinación y procesamiento (CEPAL, 2022).

Finalmente, el proyecto “Cooperación regional para la gestión sustentable de los recursos mineros en los países andinos” (MinSus) promueve prácticas mineras responsables en la región Andina. Forma parte de la Cooperación Alemana con la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y es implementado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) y el Instituto Federal de Geociencias y Recursos Naturales (BGR) de Alemania. En la presente etapa del Programa MinSus, entre otros objetivos, se busca favorecer una gestión sostenible de la actividad minera en los países andinos a partir de una integración transparente en las cadenas globales de suministro y valor y la incorporación de información y salvaguardas sociales y ambientales en el análisis económico del sector (MinSus, 2023).

En 2021 Colombia estableció un listado con 11 minerales estratégicos, para la identificación y caracterización del potencial mineral existente en el territorio nacional

orientada por el conocimiento geo científico del Servicio Geológico Colombiano. Se han realizado campañas para el reconocimiento en geofísico, geológico, análisis metalogénico, geoquímica y caracterizaciones de potencial mineral en diferentes zonas del país. Dicha información ha sido base para que la autoridad minera nacional, Agencia Nacional de Minería – ANM, delimite y declare áreas de reserva estratégica mineras, para ser otorgadas mediante procesos de selección objetiva, según se establece en el art. 20 de la Ley 1753 de 2015.

En la última década el contexto bajo el cual se definieron los minerales estratégicos ha cambiado, por lo tanto, es fundamental actualizar el listado de minerales estratégicos para el país debido a diversas razones. Por un lado, los países desarrollados muestran mayores necesidades y percepciones de riesgo en sus cadenas de suministro. La demanda de minerales está aumentando debido a las transiciones energéticas graduales y los compromisos establecidos en el Acuerdo de París. Los cambios geopolíticos a nivel global también influyen en esta decisión. La Sentencia del Consejo de Estado proferida el 4 de agosto de 2022 en respuesta a la Acción Popular 2013-02459-01 donde se amparan los derechos colectivos al goce de un ambiente sano, a la existencia del equilibrio ecológico, al manejo y aprovechamiento racional de los recursos naturales para garantizar su desarrollo sostenible y a la protección de áreas de especial importancia ecológica. El Gobierno Nacional apuesta por un sector minero productivo que aproveche de manera integral los recursos minerales y promueva el desarrollo industrial para beneficiar y transformar estas materias primas minerales.

En este contexto, la ANM, viene adelantando el documento de lineamientos de minerales estratégicos, los cuales contemplan que estos recursos primarios serán los que sean requeridos para las siguientes apuestas nacionales: 1) minerales para la transición energética, 2) demanda de minerales para la seguridad alimentaria, 3) demanda de minerales para el desarrollo industrial y de la infraestructura crítica, 4) minerales para el autoabastecimiento y 5) minerales para promover la asociatividad.

El Servicio Geológico Colombiano (SGC), elabora el mapa Metalogénico de Colombia 2020, que presenta información con localización, descripción de depósitos, prospectos y ocurrencias minerales asociadas a investigaciones de la geología del país. En este sentido, se evidencia el potencial mineral para minerales como el Cobre, Níquel, Cobalto, Grafito, Tierras raras, Zinc, Titanio, Molibdeno, Tungsteno, Niobio, Uranio entre otros. Este mapa a su vez resulta ser una herramienta útil para la toma de decisiones en el marco del ordenamiento territorial, la enseñanza e investigación

geológico-minera y el estudio del potencial mineral de la nación, qué para este caso en particular, debería ser priorizada para determinar el potencial de minerales estratégicos para la transición energética y el cambio climático.

Haciendo énfasis en el Cobre, existe un alto potencial geológico con el que cuenta el país en zonas como la serranía del Baudó, Mocoa y serranía del Perijá, reconocido no solo por la investigación institucional, si no corroborado y ampliado mediante la exploración de concesiones mineras en estas zonas. Sin embargo, la producción nacional de este mineral es relativamente baja (cerca a las 10.000 toneladas de concentrado de mineral), si se compara con países vecinos como Chile y Perú, los dos principales países productores de cobre en el mundo.

En términos de exploración, el potencial cuprífero del país ha incentivado la realización de importantes campañas de exploración, principalmente en los departamentos de Córdoba, Chocó y Antioquia. En cuanto a la generación de valor agregado, vemos los retos ambientales y sociales que nos presenta hoy día la refinación de cobre a nivel mundial, así como su alto valor económico y el elevado requerimiento de suministro de mineral para viabilizar su inversión. Otro factor importante para el cobre es la superposición de su potencial mineral con reservas forestales o de protección ambiental, y con comunidades étnicas, la viabilidad y pertinencia de proyectos en estas zonas deberá ser analizada rigurosamente para saber si es posible o no contar con proyectos de expansión en estos territorios, priorizar la protección ambiental y los derechos de las comunidades.

Para el mineral de Níquel, Colombia es un importante productor a nivel regional y mundial, y aunque un poco alejada del mayor productor como lo es Indonesia, hoy Colombia es uno de los mayores importadores de este mineral, con el fin de potenciar nuestra generación de valor agregado a través de la única planta de producción de ferroníquel del país, la cual se encuentra ubicada en el departamento de Córdoba. Es importante mencionar, que el ferroníquel es el cuarto producto de exportación nacional tradicional (después del petróleo, carbón y el café) y representa alrededor del 2,3 % de las exportaciones tradicionales del país, según el DANE.

El Hierro por su parte, en Colombia, se extrae en los departamentos de Boyacá y Cundinamarca con una producción marginal en Cauca, y La Guajira. El mineral de Hierro producido en los departamentos de Boyacá y Cundinamarca se utilizan para producir acero en Acerías Paz del Rio. Dadas las apuestas de reindustrialización del Gobierno Nacional para la TEJ, el acero es uno de los materiales más demandados, y específicamente en la generación de energía a partir de renovables, se requiere para

la producción de torres eólicas, paneles solares, torres de distribución de energía y para producir un sin número de insumos, así como para herramientas, maquinaria y equipos indispensables requeridos para la generación eléctrica. La producción de acero en Colombia, actualmente, es insuficiente para cubrir la demanda interna, la cual se espera se incremente, con lo cual Colombia debe buscar las condiciones que le permitan incrementar la producción de acero buscando la autosuficiencia.

En cuanto a oro y sus asociados, los estudios geológicos han permitido identificar la existencia de zonas con alto potencial, en los departamentos de Antioquia, Caldas, Huila y Tolima, así como en el suroriente del país. Diferentes trabajos exploratorios han permitido descubrir algunos depósitos de oro de clase mundial (como Buriticá y Gramalote en el departamento de Antioquia, La Colosa en el Tolima, Soto Norte en Santander, y Marmato en el departamento de Caldas). Sin embargo, presentan retos importantes parecidos a proyectos de cobre en el país, relacionados en su mayoría a restricciones ambientales y sociales.

## 2.6. Conclusiones

Identificar las múltiples y diversas necesidades territoriales en las cuales la energía pueda ser parte de la solución hace parte fundamental de la justicia en la transición energética, esa es la apuesta del actual Gobierno de Colombia. Una transición que además de un cambio tecnológico, rescate las demandas territoriales y las ponga en el centro del debate energético de la transición; es una apuesta por la justicia y la democratización de la energía.

El extractivismo de recursos naturales, como los fósiles que están en el centro de la crisis climática, tiene distintas dimensiones. En su dimensión material y económica, se refiere a un modelo de desarrollo basado en la extracción a gran escala de combustibles fósiles, destinados predominantemente a la exportación, sin mayor valor agregado. En su dimensión relacional, algunas de las actividades extractivas se han caracterizado por relaciones verticales con la naturaleza y las poblaciones locales, que se apoya en desigualdades preexistentes para legitimar los proyectos extractivos, desconoce los vínculos territoriales de las poblaciones locales y ha excluido al grueso de la población de los beneficios obtenidos de esas actividades.

En las últimas décadas se ha podido constatar una fuerte correlación entre la profundización del extractivismo y una creciente conflictividad socioambiental, no solo en Colombia sino en otros países en los que opera. Esa conflictividad, no solo

afecta las relaciones a nivel territorial, sino que ha afectado la legitimidad del Estado a nivel territorial, así como la misma efectividad de las actividades extractivas. Por ende, superar el extractivismo pasa por entender que se tienen que atender distintas demandas populares por mayor justicia (procedimental, distributiva, de reconocimiento y restaurativa), que son vistas como precondition para una genuina justicia ambiental y energética<sup>34</sup>.

Por otro lado, la superación del extractivismo requiere de importantes esfuerzos en materia de transformación de las estructuras productivas y económicas del país. Por esa razón, es esencial seguir los desarrollos en política y estrategia industrial a nivel global, y tratar de aprovechar el proceso de TEJ para reactivar el aparato industrial y productivo de Colombia. Adelantar este seguimiento es además importante, dado que afecta las posibilidades y velocidades de los procesos de transición energética a nivel global<sup>35</sup>, afectando de esa manera las perspectivas de los mercados internacionales. Para Colombia, la relación entre políticas industriales globales, transición energética y desarrollo de los mercados de carbón y petróleo es de sumo interés debido a la dependencia económica<sup>36</sup> y a las incertidumbres sobre dichos energéticos<sup>37</sup>.

Seguir de cerca los desarrollos en los mercados de los energéticos de los que se depende, a la vez que se promueven procesos de reconversión productiva y diversificación económica, es parte sustancial de los procesos de TEJ que se conocen a nivel global. En la medida en que distintas apuestas de política industrial verde tengan éxito, se facilitan las condiciones para que, por lo menos en los segmentos donde opere dicha política, se acelere la transición energética global.

Es decir, si EE. UU., China y la UE aceleran sus políticas de fomento a la movilidad eléctrica o las FNCER, entre otros, es de esperar que los procesos de transición energética en los sectores afectados ocurran más rápido, lo que puede tener importantes consecuencias para el consumo de combustibles como el petróleo o el carbón, de los que Colombia depende económicamente. En la medida en que las políticas industriales, de desarrollo económico y lucha contra el cambio climático de EE. UU., China y la UE tengan éxito, la demanda de estos países por los energéticos que históricamente ha producido Colombia necesariamente se reducirá.

---

<sup>34</sup> Véase capítulo 5 para mayor desarrollo.

<sup>35</sup> Véase capítulo 1.

<sup>36</sup> Véase capítulo 4.

<sup>37</sup> Véanse secciones 1.4, 1.5, 3.4 y 3.5.

Así mismo, la combinación de una creciente capacidad de producción a escala global de las tecnologías que se requieren para los procesos de transición energética, y la posibilidad de que esas tecnologías también se fabriquen en Colombia abren la puerta para que se acelere la transición energética en el país. Esto además significa el renacer verde de las políticas industriales, algo que ha venido dándose en países del Norte Global, como EE. UU. y los integrantes de la UE.

Por esa razón, aprovechar los ingresos que aún fluyen por concepto de las ventas externas de petróleo y carbón para crear y fortalecer la capacidad industrial de Colombia para producir tecnologías asociadas a la TEJ, entre muchos otros productos intensivos en conocimiento, tanto en el agro como en la industria, puede no solo impulsar procesos locales de descarbonización, sino reducir considerablemente el riesgo de traumatismos económicos para Colombia.

Actualmente, existen distintas estrategias para operacionalizar la TEJ más allá de la renovación eléctrica por fuentes renovables de la matriz nacional. Dentro de las más significativas están el retiro anticipado de plantas de generación a carbón, la diversificación de economías, recuperación de suelos, el impuesto al carbono, la integración energética regional, entre otros. La generación de microindustrias alrededor de la transición energética puede generar crecimiento económico a partir de empleos verdes, reconversión productiva, utilización de tierras degradadas, entre otras, que puedan ser de beneficio para las comunidades locales si se tienen en cuenta elementos socioeconómicos y ambientales.

De igual forma, el papel de la cooperación internacional será necesario en el proceso. Dada la magnitud del cambio climático en su componente transnacional y transgeneracional, es una apuesta global. Numerosas iniciativas de cooperación internacional para facilitar las TEJ se han identificado. Entre estas son especialmente relevantes aquellas regionales que permitirán la soberanía energética y confiabilidad de nuestro sistema en la transición.

Por otra parte, el suministro de minerales estratégicos es esencial para el desarrollo de tecnologías limpias y la transición hacia una economía descarbonizada. Los países de América Latina tienen un papel importante en este suministro, pero es necesario fortalecer sus capacidades de procesamiento y refinación para agregar valor a los minerales y satisfacer la creciente demanda global. La gestión sostenible y responsable de los recursos mineros es crucial para aprovechar estas oportunidades y contribuir a un futuro más sostenible y resiliente frente al cambio climático.

No obstante, la TEJ tiene aún grandes incertidumbres y riesgos, tanto de acción, como de prevención. Ahondar en dichas incertidumbres nos permitirá aprovechar las oportunidades, mitigando al máximo los riesgos (Ramírez-Tovar, 2021). Esto requiere de un esfuerzo importante en planeación y coordinación, que no debe ser exclusivamente menester de entidades institucionales, sino que requiere la inclusión de diversos actores, como las entidades privadas y, especialmente, las organizaciones de base y la ciudadanía.

### 3. El sistema energético colombiano de cara a la Transición Energética Justa

En esta sección presenta el sistema energético en Colombia, empezando por oferta y demanda de energía (sección 3.1), la extracción primaria de energía, pasando por la oferta total para consumo doméstico y ahondando en la matriz de consumo final de energía en Colombia. De igual forma, presenta una reseña sobre el estado actual de las políticas y acciones encaminadas a promover la eficiencia energética (sección 3.2), una herramienta central para reducir el consumo innecesario o ineficiente de energía. Seguidamente, la sección aborda la situación actual de los cuatro principales energéticos de las matrices de extracción primaria de energía, oferta doméstica de energía y consumo final de energía: electricidad (sección 3.3), petróleo, sus derivados y gas natural (sección 3.4), y carbón térmico y mineral (sección 3.5).

#### 3.1. Oferta y demanda de energía

Entre 2010 y 2019, la producción de carbón, petróleo y gas natural se ha mantenido relativamente estable, con tendencia a la reducción, principalmente en carbón y gas natural. Sin embargo, a partir de 2020 y ligado a la pandemia de COVID-19, en la figura 3.1 se observa una reducción abrupta, debido a la disminución en la demanda mundial durante ese periodo. Si bien la electricidad de fuentes hídricas y otras renovables ha aumentado en magnitud en las últimas cuatro décadas como consecuencia del crecimiento de la demanda de electricidad, su participación en la extracción primaria sigue siendo minoritaria, y se ha mantenido históricamente entre 3 % y 6 %.

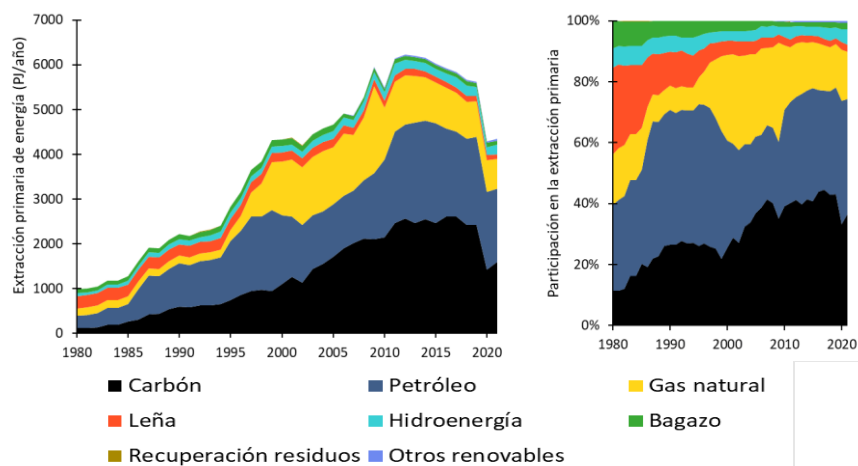


Figura 3.1. Matriz de extracción de energía primaria en Colombia entre 1980 y 2021  
Fuente: elaboración propia con datos de UPME (2022a).

La Figura 3.2 muestra las exportaciones de energía de Colombia, que crecieron entre 1980 y 2015 de forma consistente con la extracción primaria. Se observa que, entre 2015 y 2019, las exportaciones de carbón y petróleo presentaron una tendencia decreciente. En el caso del carbón, dicha reducción se debe a la estabilización de la demanda mundial como resultado de procesos de descarbonización en diferentes países (Patzky & López, 2021). Para el caso del petróleo, esto se debe a una reducción en la producción nacional por el declive de los campos existentes, razón por la cual hay menos excedente exportador. En 2020 y 2021 las exportaciones de carbón y petróleo disminuyeron cerca del 30 % como resultado de la pandemia de COVID-19. Actualmente, Colombia exporta más del 60 % de la energía primaria que extrae. Sin embargo, los escenarios de exportaciones futuras están sujetos a una incertidumbre, pues dependerán de las acciones climáticas que se realicen a nivel nacional e internacional.

A corto plazo, no obstante, se espera que las exportaciones de carbón y petróleo vuelvan a aumentar como resultado de la recuperación económica postpandemia y la invasión de Rusia a Ucrania. En 2022, por ejemplo, la demanda mundial de carbón alcanzó máximos históricos. Sin embargo, con corte de 31 de diciembre de 2022, los volúmenes de exportación colombiana alcanzaron solo el 62 % de las exportaciones máximas históricas del país<sup>38</sup>.

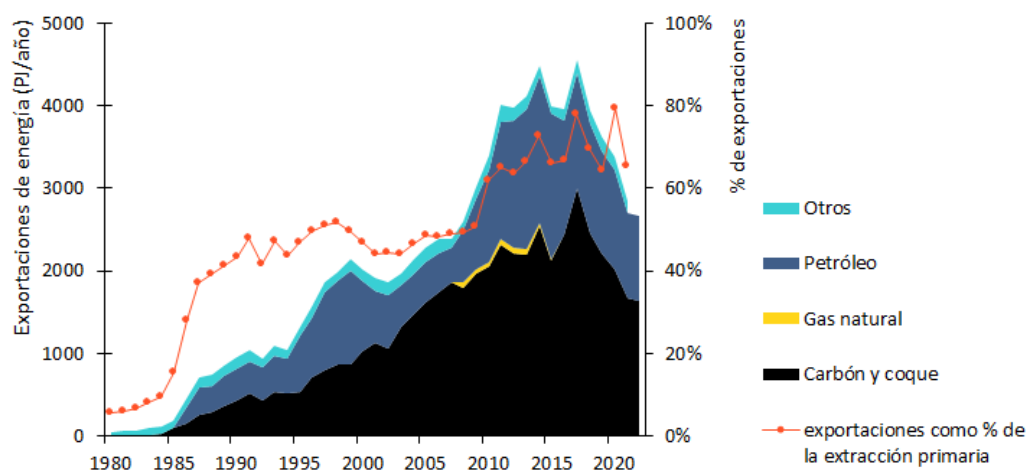


Figura 3.2. Exportaciones de energía primaria en Colombia entre 1980 y 2021. Eje izquierdo: cantidad de energía exportada por fuente; Eje derecho: porcentaje de las exportaciones con respecto a la extracción primaria - Fuente: elaboración propia con datos de UPME (2022a).

<sup>38</sup> Véase sección 1.3 para un panorama internacional de este energético y sección 3.5 para el panorama en Colombia.

Por otro lado, según el BECO (UPME, 2022a) , el país importa en promedio el 12 % de la energía final consumida. De estas importaciones, casi la totalidad corresponde a combustibles líquidos para el sector transporte, y que han representado en los últimos 10 años en promedio el 30 % del consumo de combustibles líquidos del país (Figura 3.3). Esto se debe a que la capacidad existente de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena no es suficiente para cubrir la demanda de diésel y gasolina de Colombia. Adicionalmente, en varias ocasiones se ha vuelto necesario importar crudos ligeros, de manera que pueda optimizarse la producción de las refinerías. Ante el crecimiento proyectado en la demanda de combustibles para el transporte (UPME, 2021c), es de esperar que dichas importaciones aumenten si la capacidad de las refinerías nacionales se mantiene constante. Adicionalmente, en los últimos seis años se han importado en total 32PJ de gas natural para generación de energía eléctrica (SPEC LNG, 2023).

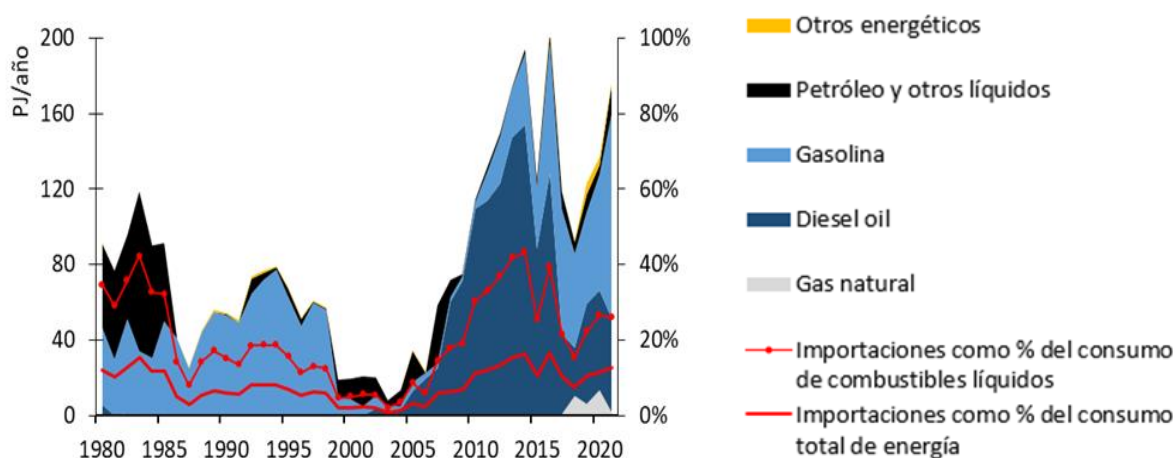


Figura 3.3. Importaciones de energía en Colombia entre 1980 y 2021

Fuente: elaboración propia con datos de UPME (2022a).

Como lo muestra la figura 3.4, el consumo final de energía, por su lado, ha mantenido una tasa de crecimiento promedio de 1,5 % anual. Allí también se puede apreciar que los combustibles fósiles representan hoy cerca del 70 % del consumo final de energía en Colombia, con una tendencia creciente en el consumo de combustibles líquidos para transporte y de gas natural para diferentes usos. Históricamente, el carbón ha representado entre el 5 % y 10 % del consumo final, el petróleo y combustibles líquidos aproximadamente el 40 %, el gas natural ha aumentado su participación del 3 % al 16 %, a la vez que se redujo la participación de la leña del 37 % al 10 % como resultado de sustitución de este energético en los procesos de cocción. Finalmente, la electricidad representa hoy el 18 % del consumo final de energía.

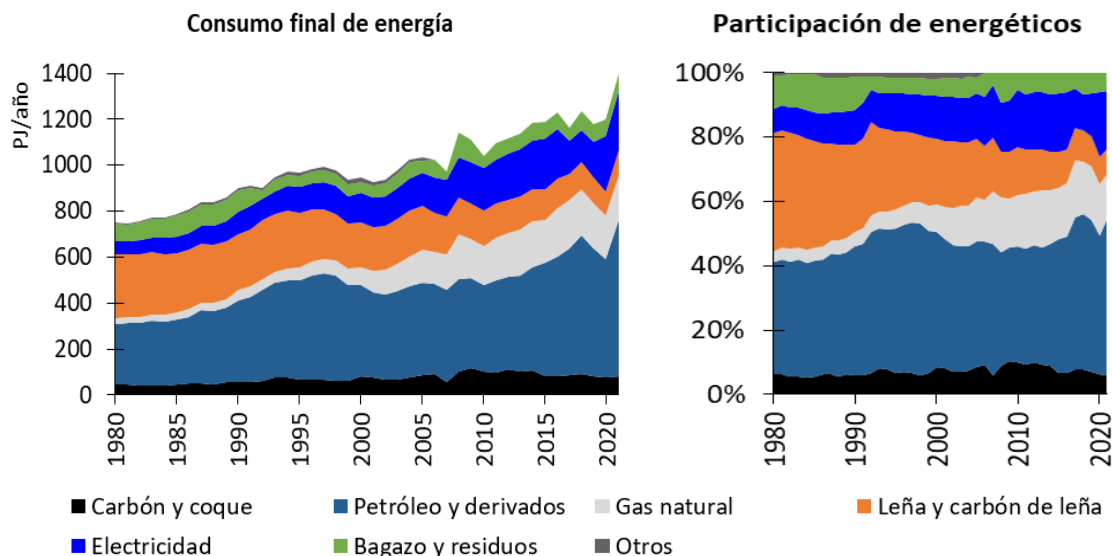


Figura 3.4. Consumo final de energéticos en Colombia entre 1980 y 2021  
 Fuente: elaboración propia con datos de UPME (2022a).

Los sectores de consumo final han sufrido diferentes transformaciones en las últimas cuatro décadas (Figura 3.5), como resultado del crecimiento poblacional y del desarrollo económico del país. Para empezar, la industria ha duplicado su consumo de energía, y representó en 2021 el 25 % del consumo total. Por su parte, los sectores residencial rural y urbano representaron en 2021 el 8 % y 11 % del consumo final, respectivamente. En las últimas cuatro décadas, el consumo de energía rural se redujo en un 60 % debido a la reducción de población rural y a la sustitución de usos ineficientes de leña para cocción, mientras que el consumo residencial urbano se duplicó como consecuencia del crecimiento poblacional. Finalmente, el consumo de energía del sector comercial y público aumentó 500 % en el periodo mencionado, consistente con el desarrollo del sector terciario en el país. Por el contrario, el consumo energético del sector agropecuario se redujo en más del 50 %.

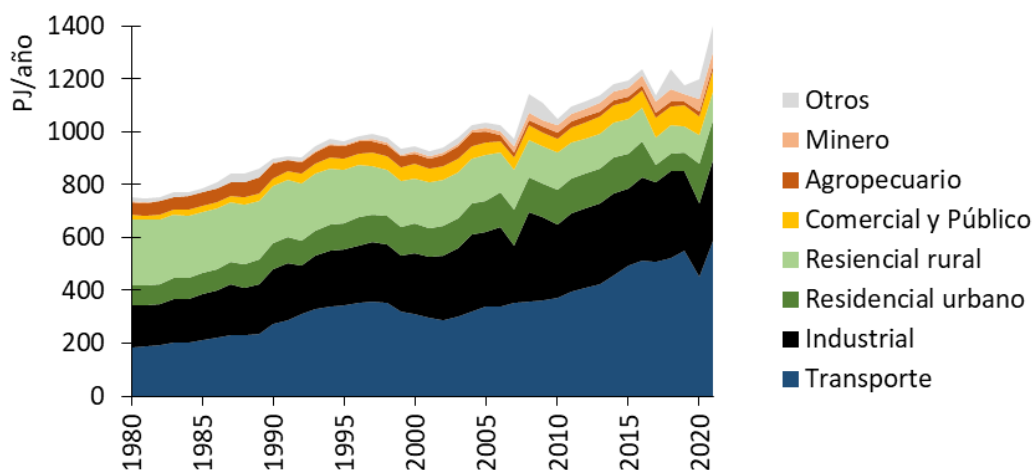


Figura 3.5. Consumo final de energía en Colombia, por sectores, entre 1980 y 2021  
Fuente: elaboración propia con datos de UPME (2022a).

El transporte es el sector con mayor crecimiento en la demanda de energía. En 2021 el transporte consumió 3 veces más que en 1980, representando para 2021 un 44,45 % del consumo energético del país, con un total de 588.841 TJ. Este crecimiento se ha visto jalonado por una creciente tasa de motorización, así como por incremento en los volúmenes de carga y pasajeros que se transportan por carretera. Adicionalmente, los subsidios a los combustibles líquidos han jugado un papel en dicha motorización creciente. Cabe mencionar que, siguiendo los patrones de comportamiento de muchos países, en Colombia se ha acentuado un cambio modal hacia el transporte carretero, dejando en un segundo plano a otras alternativas como el transporte férreo, lo que incide de manera importante en el aumento, tanto de la demanda energética del sector como de sus ineficiencias.

La Figura 3.6 muestra la evolución en la intensidad de emisiones asociadas a la energía. Se observa que, si bien Colombia ha estado históricamente por debajo de los valores promedio mundiales, las emisiones per cápita asociadas al consumo energético son actualmente proporcionales a la población y al nivel de desarrollo del país. La figura muestra que las emisiones asociadas al consumo energético con relación al PIB son actualmente cercanas al promedio de los países del continente, tanto miembros como no miembros de la OCDE (IEA 2022h), aunque la intensidad de Colombia es inferior a la de países como Chile, México, Argentina y Brasil. Finalmente, la revisión de la evolución histórica tanto de la oferta como de la demanda de energía permite concluir que el sistema energético colombiano sigue siendo altamente dependiente de los combustibles fósiles, si bien se ha avanzado en la sustitución de leña y en la electrificación, las FNCER siguen teniendo una participación minoritaria.

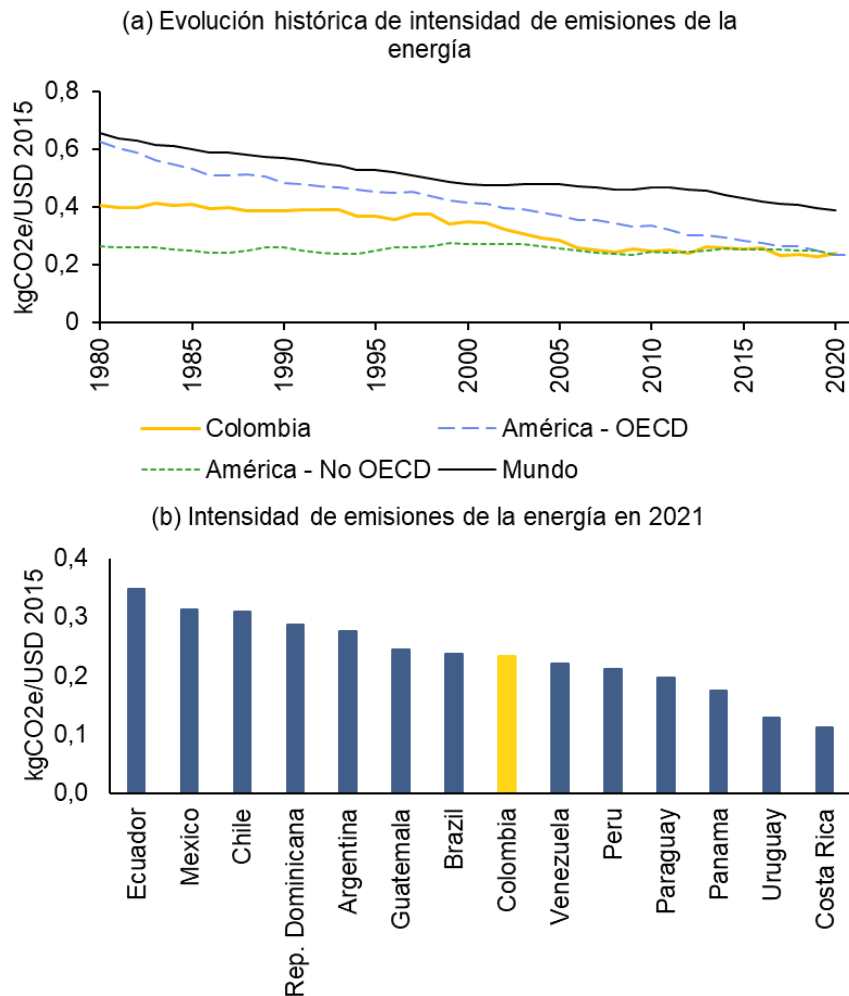


Figura 3.6. Intensidad de emisiones asociadas a la energía por PIB (a) Serie histórica entre 1980 y 2021. (b) Comparación de diferentes países de la región para el año 2021

Fuente: elaboración propia con datos de IEA (2022i). Base de datos *CO2 emissions / GDP using exchange rates*

### 3.1.1. Consumo de energéticos en los diferentes sectores

En 2021 el sector residencial demandó 260 PJ, de los cuales el 66 % corresponde a energéticos para cocción (35 % leña, 22 % gas natural, 9 % GLP). Sin embargo, estas proporciones cambian significativamente entre usuarios urbanos y rurales. En los usuarios urbanos, la electricidad suple el 50 % de la demanda total de energía para usos de refrigeración, iluminación, televisión y otros electrodomésticos, mientras que la cocción se realiza principalmente con gas natural y GLP, equivalentes al 37 % y 8 % del consumo, respectivamente. El gas natural es predominante como consecuencia

de las políticas implementadas en las últimas décadas que han favorecido su masificación, como alternativa a usos más ineficientes de cocción. En los usuarios rurales, la leña para cocción corresponde al 67 % del consumo total de energía, debido a que los fogones de leña que se usan actualmente cuentan con eficiencias por debajo del 10 % (UPME, 2022a).

En ese mismo año el sector terciario demandó 78 PJ, de los cuales el 20 % correspondió a gas natural y 4 % a GLP. Con respecto a estos consumos de gas, los usos finales están relacionados con equipos de calor directo (estufas de cocción, hornos, y calentamiento con gas natural y GLP) y calor indirecto (principalmente calderas a gas natural). Dichos usos se dan principalmente en edificaciones como clínicas y hospitales, hoteles y hospedajes, centros de recreación y restaurantes (UPME, 2022a).

Finalmente, en 2021 el sector industrial (sin incluir Coquización y Refinería) demandó aproximadamente el 22 % del consumo final de energía del país, cerca de 306 PJ. Aproximadamente 54 %, de ese 22 %, corresponde a energéticos de origen fósil (petróleo y sus derivados, gas natural y carbón). En cuanto a los usos dentro de la industria colombiana para los que se destina el consumo final de la energía, se puede constatar que el calor directo e indirecto corresponden a aproximadamente 64 % de los usos finales. Los energéticos más usados en la industria son el gas natural (17,81 %), el carbón térmico (22,4 %), el bagazo (22,45 %) y la energía eléctrica (22,2 %), entre otros, como lo muestra la gráfica. Los subsectores que más contribuyen a este consumo son: alimentos (35 %); minerales no metálicos (19 %) y coquización y refinería (15 %) (UPME, 2022a).

En los análisis presentados acerca de los diferentes energéticos de origen fósil es importante alertar sobre el uso de dichos energéticos en la transición. Debido a que, suelen implicar altas inversiones en costos de capital de inversión que conllevan periodos de amortización de varias décadas y vidas útiles de incluso más de 50 años, puede ser muy difícil, jurídicamente complejo o costoso revertirlas. Teniendo en cuenta lo anterior, solo deberían implementarse en los casos que no sea posible transitar de inmediato a tecnologías renovables<sup>39</sup>.

---

<sup>39</sup> En la literatura especializada, el riesgo detrás de inversiones a largo plazo difíciles o costosas de revertir se ha abordado con el concepto de “bloqueo de carbono” (*carbon lock-in*) (p. ej., Erickson *et al.*, 2015) y es, de cara a los compromisos climáticos de los países una categoría central para las reflexiones estratégicas en materia de inversiones en el sector de hidrocarburos.

## 3.2 Eficiencia energética

La eficiencia energética<sup>40</sup> es fundamental en la TEJ, consiste en reducir el uso de energía por unidad de producción, de manera que se pueda producir lo mismo con menos energía o que se pueda producir más, con la misma energía (UPME, 2022c). Para conseguir esto, se deben tomar acciones como el recambio tecnológico, modificaciones en los procesos de producción, cambios en el comportamiento, entre otros. La eficiencia energética promueve la reducción de consumos energéticos y costos de funcionamiento para las industrias, aumentando su productividad.

### *3.2.1. Intensidad energética y balance de energía útil*

En el proceso de transición es importante ligar las políticas industriales verdes que permitirían el impulso a la transición a una economía más sostenible y respetuosa con el medio ambiente. Lo anterior coincide con el programa Energy Efficiency de las Naciones Unidas para el Ambiente, que indica que la eficiencia energética ayuda a reducir el gasto y costo de la energía por medio de la optimización de servicios como la iluminación, calefacción, refrigeración, entre otros (UNEP, s. f.). Más importante aún, la eficiencia energética se considera hoy como uno de los principales pilares para lograr la descarbonización del sector energético y la carbono-neutralidad a 2050 (IEA, 2021b).

La figura 3.7 muestra la evolución de la intensidad energética del país entre 2005 y 2019, definida como la cantidad de energía que se consume para generar una unidad de PIB (DANE, 2023a). El país ha presentado mejoras en eficiencia energética que se deben, principalmente, a que los sectores con mayor crecimiento en PIB han sido aquellos de menor intensidad energética (sector terciario), mientras los sectores altamente intensivos en consumo de energía, como las industrias y explotación de minas y canteras, han crecido en menor proporción (Enersinc & DNP, 2017). Las mejoras en eficiencia energética también son atribuibles al cambio tecnológico, sustitución de combustibles y mejoras en las prácticas industriales y cambio tecnológico, incluyendo el sector hidrocarburos, a la sustitución de leña para uso residencial (Enersinc & DNP, 2017), y a los esfuerzos en eficiencia energética.

Adicionalmente, en los últimos 15 años (figura 3.7), la intensidad energética se redujo en promedio un 2 % al año. Según la IEA, la intensidad energética a nivel global deberá reducirse en un promedio de 4 % al año para alcanzar la carbono-neutralidad a 2050 (IEA, 2022e). Además, Colombia hace parte de iniciativas

---

<sup>40</sup> Véase Ley 1715 de 2014.

internacionales como la *Energy Efficiency Global Alliance* y el *Three Percent Club*, una alianza de instituciones públicas y privadas que busca lograr mejoras en eficiencia energética del 3 % anual (Three Percent Club, 2022). Se debe considerar que, ante un escenario de reindustrialización del país, el desarrollo de industrias intensivas en energía con tecnologías ineficientes puede conllevar a un retroceso en materia de eficiencia energética e incrementar la demanda.

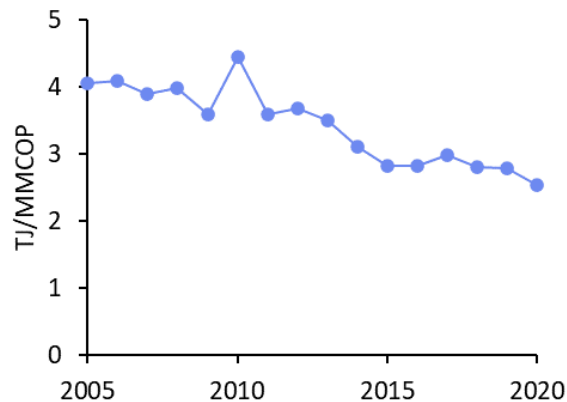


Figura 3.7. Intensidad energética del consumo final de energía entre 2005 y 2020, estimada como la relación entre la energía total consumida en un año y el PIB del país en el mismo periodo.

Fuente: elaboración propia con datos de DANE (2023a).

A pesar de los avances, existen aún múltiples retos en materia de eficiencia energética, que se evidencian en el primer Balance de Energía Útil (BEU), realizado en 2019 (UPME *et al.*, 2019a). En este se resalta que en Colombia solamente el 31 % de la energía es aprovechada, mientras que el 69 % se desaprovecha ya sea en pérdidas en los procesos de transformación o transporte de la energía o en ineficiencias en su consumo final (figura 3.8) (UPME *et al.*, 2019a).

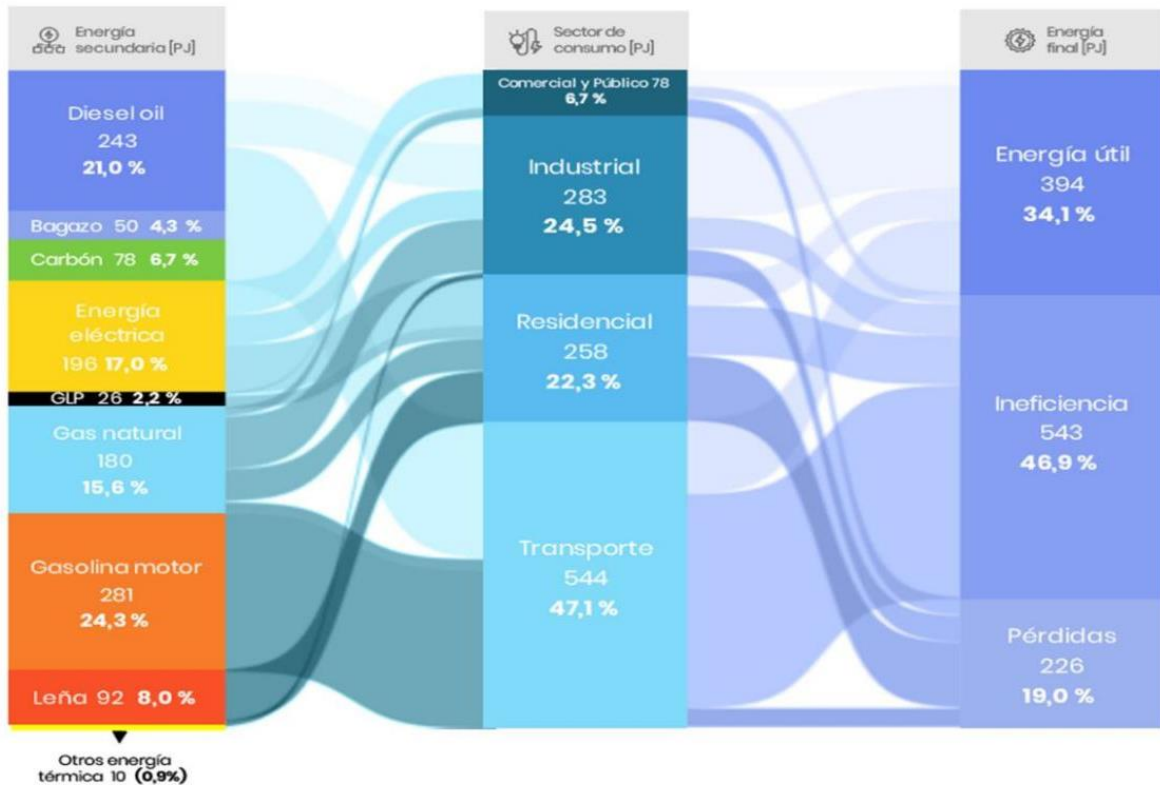


Figura 3.8. Balance de energía útil estimado para 2021  
Fuente: UPME (2021c).

El BEU también identifica la energía útil por cada sector, y el costo de las ineficiencias comparado con las mejores tecnologías disponibles a nivel nacional (BAT nacional) y a nivel internacional (BAT internacional) (tabla 3.1). En la tabla se evidencia que el sector con mayores ineficiencias es el residencial, debido al alto consumo de leña en sector rural, pero los mayores potenciales de ahorro se encuentran en el transporte, al ser el sector con el mayor consumo de energía. El sector industrial tiene un importante potencial de eficiencia energética especialmente en los procesos de calor que corresponden al 88 % de la energía consumida en este sector. Finalmente, el BEU indica que la ineficiencia le cuesta al país anualmente entre 6600 y 11.000 millones de dólares al año.

**Tabla 3.1. Energía útil aprovechada y resumen de principales objetivos del PROURE para cada sector**

		Energía útil potencial y costos de la ineficiencia si se adoptan		
Energía útil	BAT nacionales	BAT internacionales	Resumen de objetivos sectoriales PROURE	
<b>Sector transporte carretero</b>				
26 %	~39 % 3400 MUSD	~ 66 % 6000 MUSD	Diversificar la matriz energética con combustibles fósiles de 0 emisiones en donde sea posible. Aumentar eficiencias a través de la renovación vehicular.	
<b>Sector industrial</b>				
55 %	~73 % 810 MUSD	~83 % 1400 MUSD	Aumentar eficiencias con la implementación de nuevas tecnologías para aplicaciones de refrigeración, fuerza motriz, refrigeración y calor indirecto y directo. Implementar la Gestión Integral de la Energía, GIE, Sistemas de Gestión de la Energía (SGEn), bajo la NTC ISO 50001, y el control operacional y la sub-medición avanzada.	
<b>Sector residencial</b>				
18 %	~41 % 1643 MUSD	~60 % 2357 MUSD	Sustituir el consumo de leña en el sector rural. Aumentar eficiencia en electrodomésticos y gasodomésticos. Promover el consumo eficiente y consciente de energía.	
<b>Sector terciario</b>				
34 %	~47 % 742 MUSD	~64 % 1253 MUSD	Adopción de buenas prácticas operacionales. Recambio tecnológico en equipos ineficientes. Planes de eficiencia energética asociadas a las tecnologías digitales.	
<b>Promedio Colombia</b>				
31 %	6600 MUSD	11000 MUSD		

Fuente: elaboración propia con base en UPME (2022a); UPME et al. (2019b; 2019c; 2019d).

La tabla 3.1 también resume los objetivos que se plantean en el Plan de Acción Indicativo 2022-2030 para el desarrollo del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía, (PROURE) (UPME, 2022c). De acuerdo con la UPME, para el periodo 2017-2022 se tenía una meta de 700 PJ en ahorro energético; es decir, un 9,05 % de la demanda estimada a 2022. Estas metas estaban focalizadas así: industria 1,71 %,

residencial 0,73 %, transporte 5,49 % y terciario 1,13 % (UPME, 2022b). Según la información sobre solicitudes a incentivos tributarios para la eficiencia energética, los proyectos con certificación tuvieron un ahorro estimado de 12 PJ, lo cual equivale a 1,71 % de la meta nacional. Los mayores ahorros se encuentran en el sector industrial que pese a las bajas solicitudes, lograron reducir el consumo de energía aproximadamente en 6 PJ que corresponde a 985 ktCO<sub>2</sub>/año del total de los proyectos certificados. Es de resaltar que estos ahorros energéticos reportados por en el PAI-PROURE corresponden a los proyectos que han realizado solicitudes de incentivos tributarios. En este punto es importante resaltar que no se tiene trazabilidad de las mejoras en eficiencia energética que se realizan en los diferentes sectores de consumo final y que no solicitan incentivos tributarios UPME (2022c).

Actualmente, existen diferentes iniciativas que buscan mejorar la eficiencia energética del país, como el Programa de Eficiencia Energética Caribe Energía Sostenible – PEECES, denominado Caribe Eficiente. Este pretende promover la sustitución de equipos de refrigeración eficiente, permitiendo obtener ahorros estimados en los consumos de energía eléctrica entre un 40% y un 60%, además de contribuir en la reducción del número de emisiones de CO<sub>2</sub>, reducción de los subsidios, el fomento de la cultura de eficiencia energética, la creación de espacios para impulsar la industria de refrigeración nacional, y la mejora de la calidad de vida de los beneficiados, en este componente se otorga un beneficio de 840 mil pesos a cada uno de los beneficiarios del programa, que equivalen a beneficiar un total de 29.434 usuarios residenciales pertenecientes a los estratos 1 y 2 de los departamentos de Atlántico, Bolívar y Córdoba. Desde noviembre de 2022 a junio de 2023 se obtuvo un incremento del 300% en el número de sustituciones, gracias al aumento del incentivo para llevar a cabo este recambio, pasando de 400 mil a 840 mil pesos desde el mes de noviembre de 2022, permitiendo que más usuarios presenten ahorros económicos en su factura de energía eléctrica. A enero de 2024 se han sustituido 26.897 neveras con lo cual se han logrado ahorros energéticos acumulados cercanos a 3 GWh y se han evitado 1.1 kton de CO<sub>2</sub>. Adicionalmente en este periodo se desarrolló en conjunto con el Ministerio de Minas y Energía dos Ferias de Equidad Energética en Montería y Puerto Colombia, permitiendo ampliar el alcance y beneficiar a más personas en la región del Caribe, brindándoles acceso a este incentivo (FENOGE, 2022).

### 3.2.2. Electrificación y eficiencia energética

Dentro de las tendencias internacionales más importantes en materia de eficiencia y transición energética está la electrificación de distintos procesos y usos de la energía.

El sector transporte tiene el mayor consumo de energía en Colombia (figura 3.8), además de ser uno de los sectores con mayores pérdidas e ineficiencias energéticas del país (debido a la antigüedad de los vehículos). Para la TEJ, la electrificación directa (con vehículos de baterías o híbridos) o indirecta (con vehículos de hidrógeno, por ejemplo) alberga la oportunidad de aumentar considerablemente la eficiencia energética. Como lo plantea el estudio de Da Silva Rodríguez *et al.* (2022) mientras que un vehículo de motor interno de gasolina tiene un rango de eficiencia desde el pozo a la rueda o *well to wheel* (WTW) de 11,1 a 26,2 %, un vehículo eléctrico de batería (VEB) en un sistema como el colombiano, puede estar en un rango de 45,53 % a 72,2 %. En caso de sistemas eléctricos basados más en energía solar o eólica el rango de la eficiencia de los VEB puede ser de 53,5 % a 71,4 %. Otro trabajo, de Liu X. *et al.* (2020), produce resultados similares para la eficiencia de vehículos de celdas de combustible con hidrógeno (VCCH), concluyendo para varios modelos de vehículo que, incluso usando hidrógeno alto en carbono, el consumo de energía WTW puede ser entre 5 % y 33 % menor en un VCCH que en un vehículo con motor de combustión interna.

En cuanto a los usos energéticos térmicos, la electrificación no es la única y en muchos casos quizás tampoco la mejor alternativa. Sin embargo, allí donde técnica, económica, social y ambientalmente tenga sentido electrificar procesos como la cocción, la calefacción o el enfriamiento, también se podrán conseguir importantes avances en eficiencia energética. En la cocción, por ejemplo, una estufa de inducción puede, por unidad de energía tener hasta un 85 % de eficiencia en comparación con 32 % una estufa de gas, además que tiene beneficios adicionales en materia de calidad del aire y seguridad (Global Cooksafe Coalition, 2022). Algo similar aplica con calderas que funcionan con procesos de combustión, en donde, de acuerdo con un análisis de la IEA (2022e) para el caso de EE. UU., se reconoce un potencial de ahorro energético de hasta 70 % en industria como la cervecera a través de la electrificación de procesos. Este y otros estudios, como el de (Gobierno de Colombia, 2021b) el *World energy outlook* (IEA, 2022m) resaltan la importancia de la electrificación de procesos de industriales como medida de eficiencia energética, descarbonización y seguridad energética. Por último, cabe destacar que la electrificación de procesos, tanto con bombas de calor, como con otras tecnologías ya es una realidad en procesos hasta los 200° Celsius.

### *3.2.3. Distritos energéticos como alternativa de eficiencia energética*

Los distritos energéticos son tecnologías relacionadas a procesos térmicos energéticamente eficientes que generan flexibilidad en la red eléctrica y reducen emisiones. Estas tecnologías permiten el suministro de múltiples servicios energéticos a partir de un único sistema aumentando la eficiencia en los procesos y en la calidad del servicio. Según estudios desarrollados para la formulación de una acción nacionalmente apropiada de mitigación (NAMA, por sus siglas en inglés) para los sectores de aire acondicionado y refrigeración, en Colombia, el 8 % de la electricidad que se consume se destina exclusivamente a aires acondicionados, y se espera que alcance hasta un 17,61 % en 2030.

Colombia avanza en el desarrollo de distritos energéticos como alternativas para la generación de energía térmica que den respuesta a la necesidad de migrar a formas de producción de energía eficientes y sostenible. En diciembre de 2016 entró en operación, en el centro de Medellín, el distrito térmico de La Alpujarra, el primero de su tipo en Latinoamérica, que beneficia a alrededor de 10.000 personas entre funcionarios y visitantes, y se calcula que genera un ahorro de energía en los edificios de entre el 15 % y el 20 %, además de disminuir en un 100 % el uso de las sustancias agotadoras de ozono (SAO) y un 30 % las emisiones de CO<sub>2</sub>.

En 2017, entró en Montería (Córdoba), otro distrito térmico de tipo intramural que presta el servicio de entrega de agua fría para el aire acondicionado de cada local en el centro comercial Nuestro Montería. Así mismo, en abril de 2018 se inauguró la planta industrial de generación múltiple de Air Liquide, en Tocancipá (Cundinamarca), que presta servicios de agua fría, vapor, energía eléctrica, aire comprimido, nitrógeno y gas carbónico a las empresas del parque industrial Femsa. Una de sus características es que emplea gas natural para generar energía eléctrica para autoconsumo. En cuanto al sector residencial, ya está en operación el macroproyecto urbano Serena del Mar, en la costa norte de Cartagena, con la implementación de este distrito energético se logra una reducción del 89 % de las emisiones correspondientes de CO<sub>2</sub>, así como una reducción efectiva en consumo de energía de aproximadamente un 30,7 % frente al uso de sistemas tradicionales de aire acondicionado. Este distrito energético adicionalmente presta servicios a edificios de salud, educación, entretenimiento, hoteleros y de negocios. Actualmente, Colombia cuenta con alrededor de 20 proyectos en estudio para la implementación de distritos energéticos en los sectores residencial, terciario e industrial (Minambiente, 2019).

### 3.3. Contexto del sector eléctrico colombiano y sus retos en torno a TEJ

Esta sección describe el marco institucional y regulatorio para el funcionamiento del mercado y la operación del sistema eléctrico, la calidad en la prestación del servicio público de electricidad, el estado de la infraestructura eléctrica, el avance en el despliegue de las FNCER con el fin establecer el estado actual y dar algunas recomendaciones para abordar el proceso TEJ.

#### 3.3.1 Estructura del sistema eléctrico y mercado

La estructura institucional del sector eléctrico fue definida en 1994 con las leyes 142 y 143 que establecen cinco niveles de funcionamiento (figura 3.9). El Ministerio de Minas y Energía es el encargado de diseñar la política para todo el sector minero-energético y la UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética) se encarga de la planeación a mediano y largo plazo. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) promueve la competencia económica en los mercados mayoristas de energía y regula la actividad en los segmentos reconocidos como monopolios naturales con el fin primordial de proteger al consumidor. El Consejo Nacional de Operación (CNO) es el órgano ejecutor del reglamento de operación y XM, filial de ISA, es el encargado de la operación de los recursos del SIN y la administración del mercado. La presidencia de la república ejerce la vigilancia y control a través de la Superintendencia de Servicios Públicos (Superservicios).



Figura 3.9. Estructura institucional del sector eléctrico colombiano  
Fuente: Minenergía (s. f.).

### 3.3.1.1. Estructura del sistema eléctrico

La estructura del mercado eléctrico desde el establecimiento de las leyes 142 y 143 de 1994, plantea elementos centrales, tales como: 1) introducción de la libre competencia y fomento de la inversión privada, 2) privatización de las compañías estatales, 3) eliminación de la integración vertical y 4) reducción de la presencia del Estado. El principio de competencia se despliega con el establecimiento del *mercado de energía mayorista* a través del cual se crea el espacio para la realización de compra y venta de grandes bloques de energía a través de los contratos bilaterales y la Bolsa de Energía. Las actividades de transmisión y distribución, reconocidos como monopolios naturales quedan sujetos al régimen de “libertad regulada”.

La eliminación de la integración vertical de la que habla el art. 74 de la Ley 143 de 1994, prohíbe a las empresas prestadoras del servicio perteneciente al Sistema Interconectado Nacional – SIN desarrollar más de una de las actividades del sector, con excepción de la comercialización que puede realizarse de forma combinada con la generación y distribución.

Como consecuencia de lo anterior, se le dio mayor participación al sector privado, limitando la presencia del Estado primordialmente a las actividades referenciadas en el marco institucional.

A continuación, se detalla el estado actual de cada uno de los segmentos de la cadena productiva:

**Generación.** Esta actividad se desarrolla bajo el marco de la libre competencia económica. La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG promueve la competencia a partir del establecimiento de límites a la concentración del capital, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – Superservicios vigila, controla y monitorea el mercado. En el mercado de generación para 2021 hubo un total de 79 agentes generadores registrados, entre ellos tres empresas tienen la participación mayoritaria en el mercado de la generación de energía eléctrica: EPM, ISAGEN y ENEL, (figura 3.10).

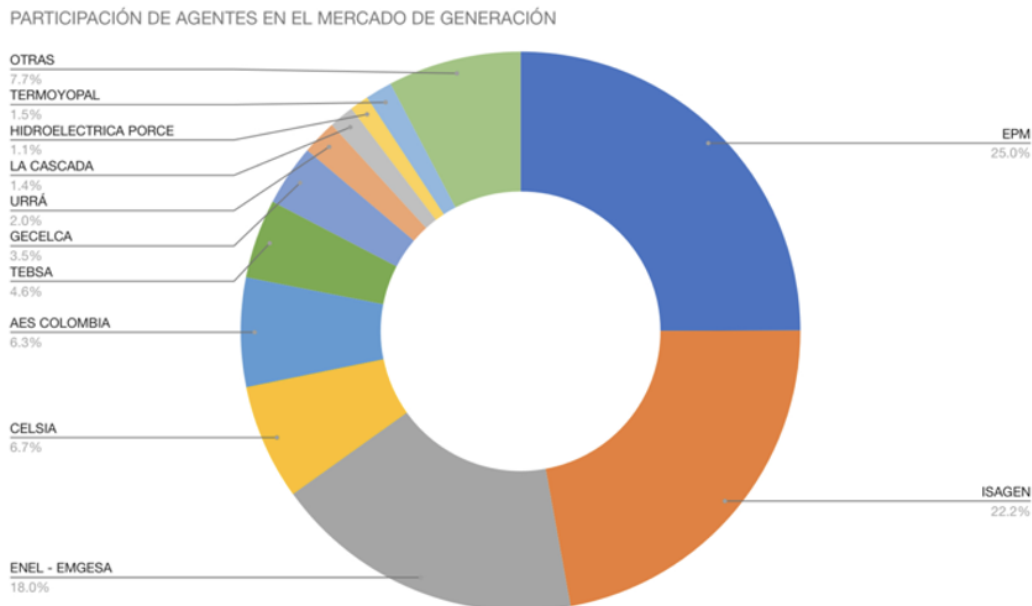


Figura 3.10. Participación por agente del mercado de generación eléctrica de Colombia (2021)  
Fuente: elaboración propia con datos de XM (s. f.).

Si bien la CREG establece una medida estructural (límite a concentración del capital) y herramientas de monitoreo y control para la operación (HHI e IOR), se observa una estructura oligopólica. En escenarios de alta hidrología, pueden generarse condiciones para que el agente con mayor capacidad instalada hidráulica pueda ejercer abuso de posición dominante.

**Transmisión.** La actividad de transmisión nacional es desarrollada por varias empresas de transporte de energía. Sin embargo, son ISA y su filial Transelca quienes concentran la participación mayoritaria en la infraestructura de transmisión<sup>41</sup>. El sistema es operado por el Centro Nacional de Despacho (CND) y administrado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). En la Figura 3.11 se presenta la participación de agentes en Transmisión. El coeficiente de concentración para las cuatro principales empresas (ISA/Transelca, el Grupo de Energía de Bogotá, EPM y Celsia) es del 99,7 %, lo cual representa el monopolio natural.

<sup>41</sup> El Sistema de Transmisión Nacional (STN) está compuesto por el conjunto de líneas y equipos asociados que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

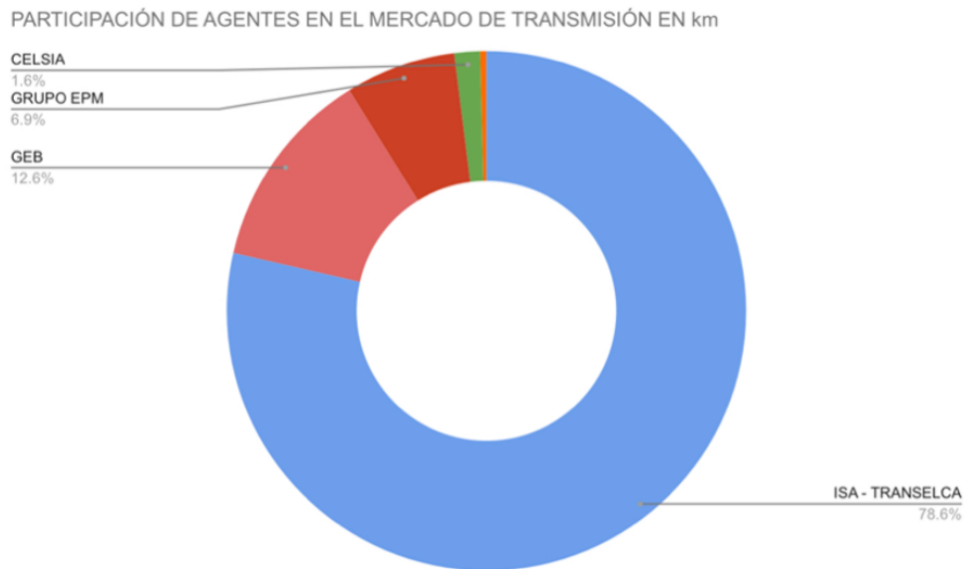


Figura 3.11. Participación en el mercado de transmisión por agente

Fuente: elaboración propia con datos de XM (2023b).

El Sistema de Transmisión Nacional (STN) es mostrado en la figura 3.12. En Colombia, los activos de transmisión eléctrica se remunerar a través de dos esquemas. El primero se aplica a activos existentes en 1999 y sus ampliaciones, basándose en el ingreso regulado, calculado sobre el Valor de Reposición a Nuevo (VRN) de los activos y actualizado con el índice de precios al productor. El segundo esquema se aplica a activos producto de convocatorias públicas y se remunera mediante el Ingreso Anual Equivalente (IAE) que oferta el adjudicatario durante los primeros 25 años de operación del proyecto, en dólares y actualizado anualmente con el Índice de Precios al Productor (UPME, 2013).



Figura 3.12. Sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional

Fuente: elaboración propia

**Distribución.** La remuneración<sup>42</sup> de la actividad de distribución para cada agente distribuidor u operador de red (OR) está definida en la Resolución 015 de 2018 por la CREG y fija los ingresos y un cargo por uso de sus redes de distribución en \$/kWh.

<sup>42</sup> La remuneración está definida mediante la Resolución 015 de 2018 de la CREG. Por sus características el mercado de distribución es un monopolio natural, en donde los OR se encargan de la operación y los planes de expansión en su área de influencia.

Este cargo lo deben pagar los usuarios por cada unidad de energía consumida. Los cargos permiten que el OR, como sucede en cualquier otra actividad económica, recuperen la inversión realizada para prestar el servicio y obtener una rentabilidad adecuada que cubra los gastos asociados con la operación, mantenimiento y administración de la actividad, así como el aseguramiento de la calidad del servicio, confiabilidad y pérdidas.

**Comercialización.** La CREG establece el Reglamento de Comercialización del Servicio de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación. Los agentes comercializadores se encargan de la compra de energía en el mercado de energía mayorista (MEM) y son responsables de facturar la energía consumida por parte de los usuarios finales, sean regulados o no regulados, del recaudo, la medida, la cartera, así como de las peticiones, quejas o reclamos.

#### *3.3.1.2. Mercado eléctrico*

El mercado eléctrico colombiano está definido en la Ley 143 de 1994. La bolsa de energía funciona a través de una obligación en la que deben presentar ofertas de cantidades y costos marginales de cada uno de sus recursos para cada período de despacho, un día antes de la operación (*day-ahead*). Para cada período del día siguiente, el operador del sistema construye una curva de oferta, ordenando los recursos de menor a mayor costo (*merit order*) y calcula el precio *spot* del período en la intersección de la curva de oferta con la cantidad demandada (demanda totalmente inelástica) (Benavides et al., 2018).

En la figura 3.13 se presentan los principales agentes del mercado de comercialización de energía eléctrica, en donde sobresalen EPM, Enel Colombia e ISAGEN. En este mercado, si bien la figura muestra un número considerable de agentes, dos empresas concentran el 53,5 % del segmento (Enel Colombia y EPM).

PARTICIPACIÓN AGENTES EN EL MERCADO DE COMERCIALIZACIÓN (GWh mes)

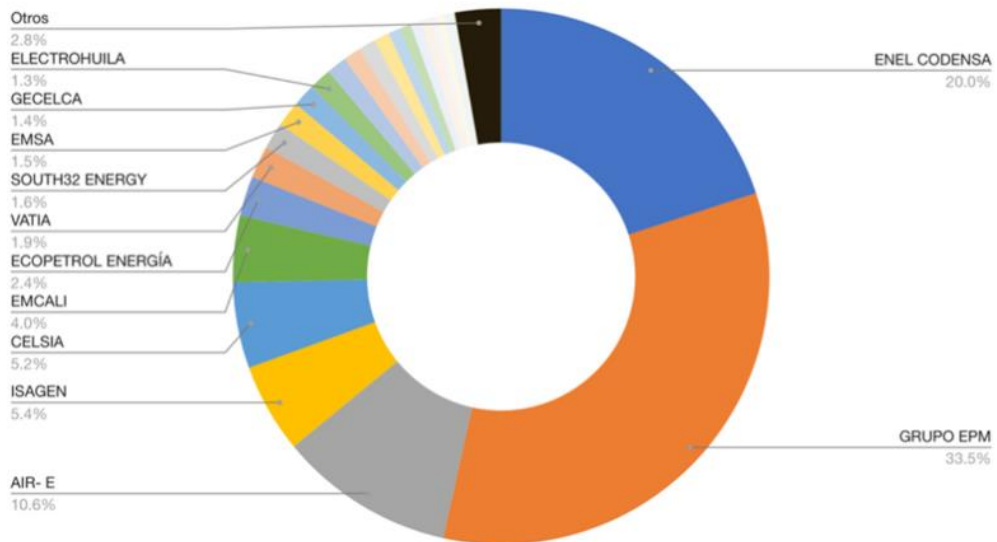


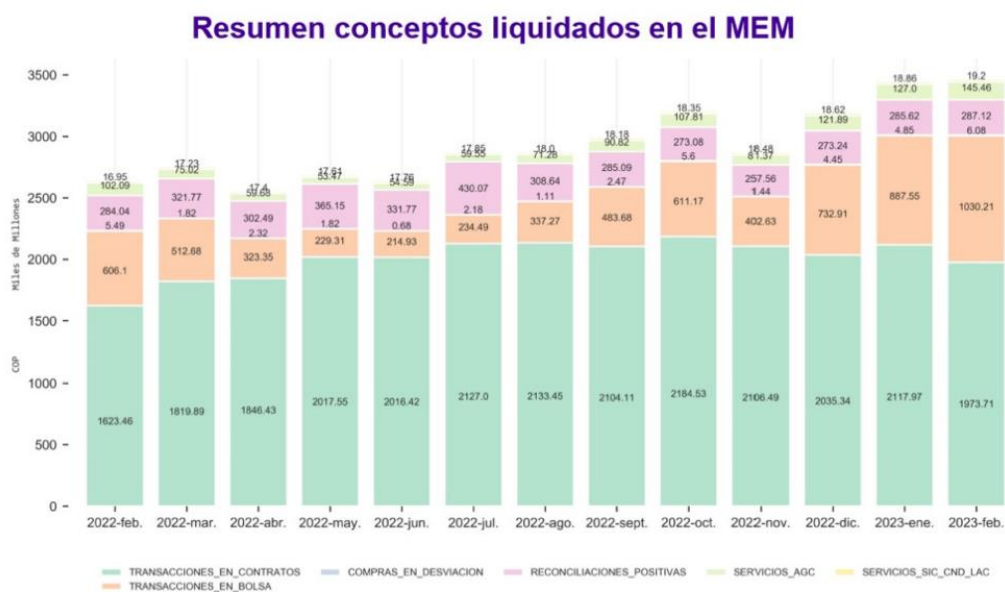
Figura 3.13. Participación en el mercado de comercialización por agente  
Fuente: elaboración propia con datos de (XM, 2021a)

Además de lo anterior, el funcionamiento del mercado de energía mayorista (MEM) cuenta con tres operaciones: 1) energía en bolsa, 2) contratos bilaterales de energía, y 3) prestación de servicios asociados de generación (servicios auxiliares), los cuales se describen a continuación.

1. *Energía en bolsa:* define la planeación y coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional SIN, que incluye el código de redes para el desarrollo del mercado de energía, se regula en Colombia por la Resolución CREG 025 de 1995. Así mismo, la estructura del MEM se regula por la Resolución CREG 024/95. La Resolución CREG 004 de 2003 define, que los generadores deben informar diariamente al Centro Nacional de Despacho, antes de las 8:00 horas, para cada recurso de generación una única oferta de precio a la bolsa de energía para el día siguiente con una declaración de disponibilidad horaria. Con dichas ofertas y la proyección de demanda que hace el CND, se hace un Despacho Económico de Energía.
2. *Contratos bilaterales de energía:* son contratos celebrados entre generadores y comercializadores, permiten pactar libremente precio, cantidad y modalidades contractuales (Resolución 024 de 1994). Los contratos bilaterales de largo plazo representan en promedio más del 80 % de las transacciones en el mercado.

3. *Prestación de servicios asociados de generación:* son servicios prestados por las unidades generadoras conectadas al SIN para asegurar la confiabilidad, calidad y seguridad en la prestación del servicio. Generación de potencia reactiva, reserva primaria y de AGC, entre otros.

En la figura 3.14 se presenta el comportamiento de las transacciones del mercado en un horizonte de un año entre febrero de 2022 y febrero de 2023 incluyendo: transacciones en bolsa, contratos bilaterales de largo plazo, así como los servicios de intercambios comerciales (SIC), servicio de control automático de generación (AGC, por su sigla en inglés), reconciliaciones positivas y compras en desviación.



Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Información hasta el 2023-02-28  
Información actualizada el 2023-03-11

Figura 3.14. Resumen conceptos liquidados en el MEM para el periodo

Fuente: XM (2023a).

### 3.3.1.3. Usuarios, generación distribuida y prosumidores

Los usuarios se clasifican en regulados y no regulados. La diferencia está en que a los primeros se les cobra de acuerdo con la estructura tarifaria establecida por la CREG, mientras que los segundos tienen la libertad para contratar el suministro en el MEM, para lo cual tienen que cumplir con una demanda máxima superior a 0.1 MW o a un consumo mensual mínimo de 55 MWh/mes.

**Evolución de proyectos de AGPE operando y registrados para entrega de excedentes (con ajuste de años)**

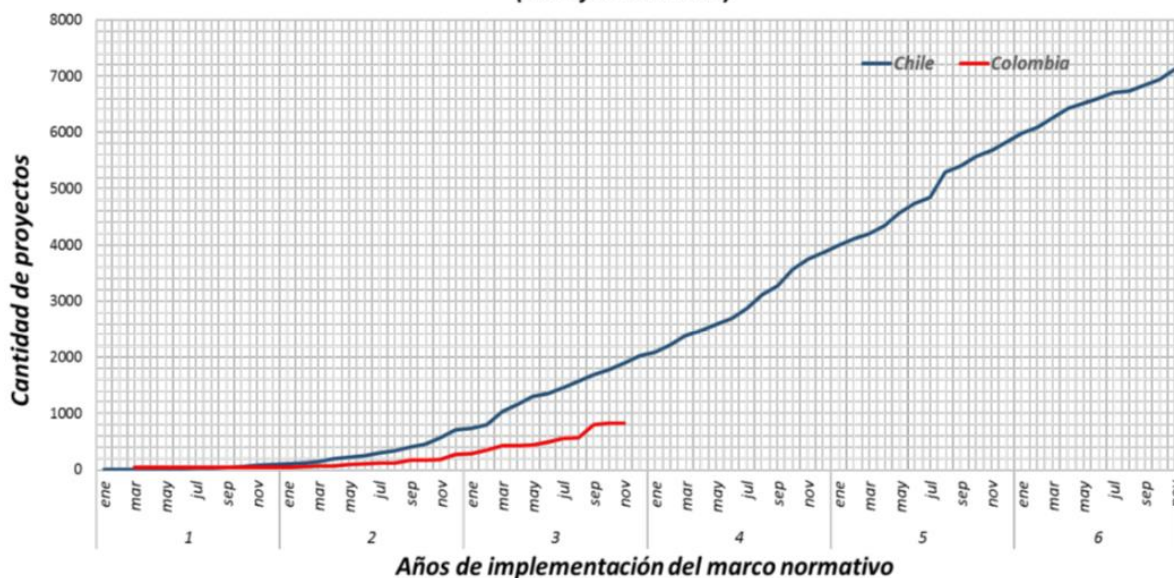


Figura 3.15. Evolución de proyectos de AGPE que entregan excedentes a la red en Colombia  
Fuente: CREG (2021).

Si bien la Resolución 174 de 2021 ha permitido realizar un seguimiento más de cerca a la *autogeneración a pequeña escala* (AGPE), subsanando déficits de información a través de un consolidado que es registrado en XM (s/f), se encuentra que la capacidad instalada total con corte a 31 de marzo de 2023 es de 47,64 MW, distribuida en 2580 instalaciones. El 44,5 % de dicha generación está concentrada en dos operadores de red, EPM ESP Comercializador y CODENSA S. A. ESP. Con esta capacidad instalada no se alcanzan las proyecciones de la UPME para 2023, que esperaba instalaciones de 100 MW. La tabla 3.2, a continuación, presenta algunas de las principales barreras que se han identificado a la GD y la AGPE.

**Tabla 3.2. Algunas de las principales barreras a GD y AGPE**

Razones para despliegue lento de GD y AGPE	Descripción	Fuente
Demoras y dificultades en procedimientos de conexión	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Los sistemas de información son complejos o no poseen la información requerida y los usuarios no tienen claro en donde encontrar la información requerida.</li> <li>- Los OR no dan abasto con los altos volúmenes de solicitud de conexión.</li> <li>- Se aduce presuntamente que el OR prioriza sus proyectos y pone obstáculos a los usuarios.</li> </ul>	(CREG, 2021)

	- Algunos OR condicionan solicitudes a la compra de equipos ofrecidos por esos mismos OR.	
Interpretaciones en procedimientos de conexión	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Aparentemente algunos OR solicitan requisitos adicionales a los establecidos por ley para aprobar la conexión de los usuarios.</li> <li>- Presunta existencia de falencias en la interpretación de los certificados RETIE por parte del OR.</li> <li>- Inconvenientes al momento de realizar la valoración de excedentes que superan el consumo, sobre el pago y facturación de estos.</li> <li>- La CREG ha recibido quejas en relación con el diseño de las fórmulas de traslado a los usuarios, relacionadas con precios que no se valoran de forma horaria o de forma correcta.</li> </ul>	(CREG, 2021)
Problemas en la infraestructura física y eléctrica de los usuarios	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alguna infraestructura es inadecuada (espacio o resistencia) para sostener proyectos solares.</li> <li>- Dificultades en las instalaciones eléctricas que hacen más costoso el despliegue de los arreglos.</li> </ul>	(Ruiz-López <i>et al.</i> , 2021)
Falta de acceso a financiación	-Posibles AGPE no toman decisión final de inversión debido a insuficiente u onerosa disponibilidad de financiación, lo que afecta especialmente a las PYME.	(PNUMA, 2021; Ruiz-López <i>et al.</i> , 2021)

Fuente: elaboración propia.

En función de esta revisión, la CREG introdujo ajustes que dieron origen a la Resolución 174 de 2021. Sin embargo, algunos de estos problemas persisten y representan barreras para el despliegue de la Generación Distribuida (GD) y la autogeneración en el sistema eléctrico colombiano, las cuales, como se ha explicado, son las únicas vías existentes en la actualidad para un rol más activo de los usuarios en el sistema, esta situación contrasta con la tendencia global hacia una participación activa de los usuarios en el sistema y hacia una mayor participación de la generación distribuida y la creciente implementación de las plataformas peer-to-peer que mejoran la intermediación con los operadores de red o en algunos casos permite eliminarla, todo ello en camino a la consolidación de un modelo con prosumidores.

Como lo muestra el análisis CREG (2021) y distintos estudios académicos (Castaneda *et al.*, 2018; Guzman & Henao, 2022; Ruiz-López *et al.*, 2021), la figura de *autogeneración a pequeña escala* (AGPE) no ha experimentado el auge esperado o por lo menos el que se ha visto en países referentes como Chile (figura 3.15). Los distintos análisis coinciden en que no existe información del todo certera y actual

sobre el despliegue de soluciones descentralizadas, así como de las barreras más importantes a las que se enfrentan este tipo de proyectos.

Prosumidor es un término acuñado en 1980 por el escritor estadounidense Alvin Toffler (1980), término con el cual se da nombre a al agente del mercado que es a la vez productor y consumidor (véase para Colombia Ruiz-López *et al.*, 2020). Colombia aún está rezagada en este sentido, dado que no se ha reglamentado la Ley 1715 para incentivar la gestión eficiente de la demanda que comprende: eficiencia energética y respuesta a la demanda que son condiciones habilitadoras para habilitar el nuevo agente del mercado llamado prosumidor.

### *3.3.2 Cobertura, tarifas y calidad del servicio*

#### *3.3.2.1 Sistema eléctrico en zonas no interconectadas (ZNI)*

A través del Centro Nacional de Monitoreo del IPSE, se realiza una medición del consumo y otros parámetros técnicos de energía eléctrica en las ZNI que se benefician con soluciones energéticas centralizadas. Para el mes de marzo de 2023 aproximadamente 204.000 usuarios registraron una demanda de 34.616 MWh (IPSE, 2023b). Además, hay localidades de las ZNI donde se han implementado soluciones individuales solares fotovoltaicas (SISFV) financiadas con fondos públicos, que ascienden a 50.000 usuarios. Las ZNI se caracterizan principalmente por su variedad ecosistémica, dispersión geográfica y potenciales energéticos renovables. En la figura 3.16 se identifica la distribución territorial de las ZNI, así como las fuentes actuales de generación de energía eléctrica

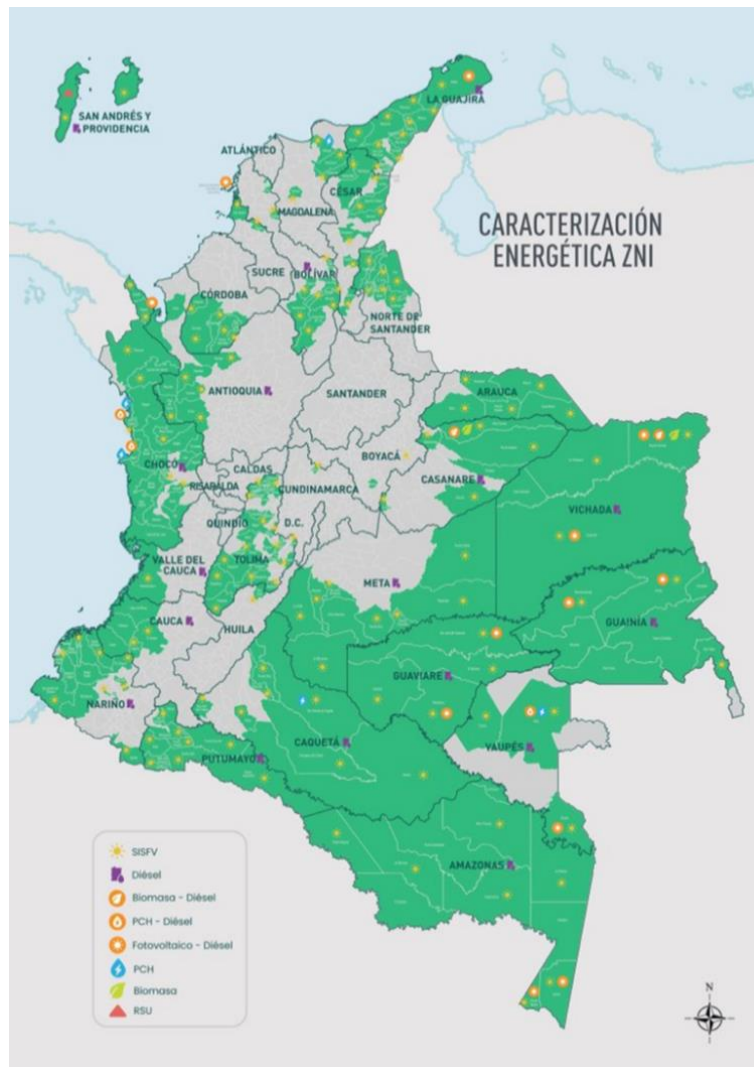


Figura 3.16. Distribución geográfica y fuentes de generación en ZNI  
Fuente: IPSE (2023b).

Según (UPME, 2022e)<sup>43</sup>, 818.119 viviendas a nivel nacional no tienen servicio de energía eléctrica. Es claro la necesidad de garantizar la justicia y equidad de la transición energética en estas comunidades y territorios. Respecto a la calidad del servicio, también se identifica una brecha importante para reducir la pobreza energética en el marco de la TEJ, dado que solo el 38 % de los usuarios centralizados cuentan con energía eléctrica las veinticuatro horas del día, en contraste con el 57 % de los usuarios donde las horas de prestación del servicio es hasta 10 horas/día (IPSE, 2023a), siendo el litoral Pacífico colombiano la región donde se concentra

<sup>43</sup> Documento publicado para comentarios.

principalmente la población con un bajo número de horas de servicio de energía eléctrica (figura 3.17).

De otra parte, la generación de energía eléctrica en ZNI se fundamenta en fuentes fósiles con una participación del 85 %, que corresponde a la capacidad instalada de plantas de generación con combustible diésel. La generación eléctrica restante (15 %) se produce a partir de FNCER, siendo la solar fotovoltaica la de mayor participación en este grupo con un 80 %, seguida por biomasa y PCH, con 9 % cada una. Este escenario sugiere, similar que para el SIN, una oportunidad valiosa para el despliegue de las FNCER en la generación de energía eléctrica en ZNI, reduciendo el impacto negativo en el ambiente del diésel como combustible principal.

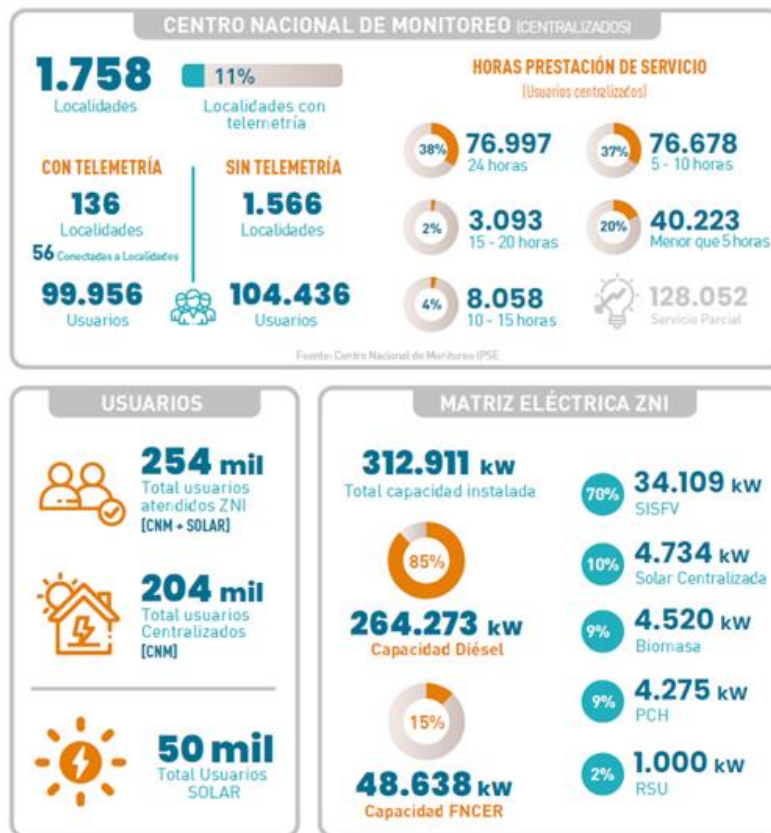


Figura 3.17. Caracterización energética en ZNI  
Fuente: IPSE (2023b).

Respecto al consumo energético máximo subsidiable para usuarios residenciales en localidades con menos de trescientos usuarios atendidos con tecnología de generación por combustibles líquidos derivados de petróleo, se aplican de acuerdo con la tabla 3.3. A mayor cantidad de usuarios en una localidad, mayor son las horas de prestación de servicio de energía eléctrica y consecuentemente mayor consumo

energético subsidiable. Respecto a localidades con más de trescientos usuarios, el costo de generación subsidiable es calculado mediante fórmula definida en la Resolución 40239 de 2022.

**Tabla 3.3. Horas de prestación del servicio de energía eléctrica y consumo subsidiable en ZNI**

Número de usuarios subsidiables	Horas de prestación de servicio diaria	Consumos máximos sujetos a subsidio (kWh/mes por usuario)
Entre 151 y 300	10	96
Entre 51 y 150	8	72
Hasta 50	6	50

Fuente: Resolución CREG 40239 de 2022.

En la tabla 3.4 se disgrega la cantidad de usuarios subsidiables por tipo de localidad y su peso porcentual, también se describen las categorías definidas para las ZNI con base en el número de usuarios de la localidad, se identifica que la categoría tipo 1 concentra aproximadamente el 40 % de los usuarios totales, que corresponde a 43 localidades y 81.576 usuarios. Así mismo, se identifica que, aunque la categoría tipo 4 reúne la mayor cantidad de localidades (598), el número de usuarios atendidos es 18.662, lo que representa el 9 % de los usuarios con cobertura del servicio de energía eléctrica en las ZNI.

**Tabla 3.4. Tipificación de usuarios en ZNI**

Categoría	Cantidad normativa de usuarios	Cantidad localidades	Cantidad usuarios	Porcentaje total
Tipo 1	Más de 301	43	81.756	40
Tipo 2	Entre 151 y 300	205	37.832	19
Tipo 3	Entre 51 y 150	912	66.142	32
Tipo 4	Hasta 50	598	18.662	9

Fuente: (IPSE, 2023a).

En la figura 3.18 se encuentran identificadas las localidades de las ZNI en las cuales se realiza monitoreo desde el Centro Nacional de Monitoreo del IPSE, se puede observar que en los departamentos de Chocó, Nariño y Cauca se concentran el mayor número de localidades, con un valor de 561, 536 y 211, respectivamente, que representan aproximadamente el 74,7 % del número de localidades monitoreadas por el CNM, que corresponde a 115.000 usuarios.



Figura 3.18. Distribución de localidades en ZNI  
Fuente: IPSE (IPSE, 2023a).

Según el informe sectorial de la prestación del servicio de energía eléctrica 2022, presentado por la (Superservicios, 2022, 2023, s.f.) las ZNI presentan una densidad demográfica por debajo del promedio nacional (44 habitantes/km<sup>2</sup>), indicando esto una de las restricciones para la viabilidad de los proyectos de interconexión al SIN, que junto con los costos económico y ambientales dificulta más el proceso de conexión. Fomentar la prestación del servicio con FNCER aumenta la confiabilidad, reduce los costos operativos y reduce el impacto ambiental de la generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles que, aunque ha disminuido, aún hay mayor capacidad instalada con combustibles que con FNCER.

En el contexto financiero de los prestadores en las ZNI de manera zonificada se puede concluir que, la mayor concentración de los activos, pasivos, patrimonio se

encuentran en la zona de Pacífico, dado que en esta región es donde se concentran el mayor número de prestadores del servicio. Que, a pesar de los esfuerzos realizados por la Superservicios en capacitar a los prestadores para el reporte de información, correcta aplicación de la normatividad y acciones conjuntas con las demás entidades, a la fecha aún se encuentra con prestadores que presentan inconsistencias recurrentes en la información y metodología de cálculo del *costo unitario de prestación del servicio* (CUPS), lo cual impacta directamente el cálculo de subsidios y genera numerosas solicitudes de reversión de información en el SUI (Superservicios, 2022).

### 3.3.2.2. Tarifas de energía eléctrica

La estructura tarifaria del servicio público domiciliario de energía eléctrica se encuentra establecida en la Resolución CREG 119 de 2007 para las tarifas del SIN y en la resolución CREG 091 de 2007 para las tarifas de ZNI, las cuales presentan los criterios y los cálculos para su formulación. El costo del servicio es el resultado de agregar los costos de cada una de las etapas (producción, transmisión, distribución, comercialización y administración) (CREG, 2013) y se calcula como en la figura 3.19, para el SIN.

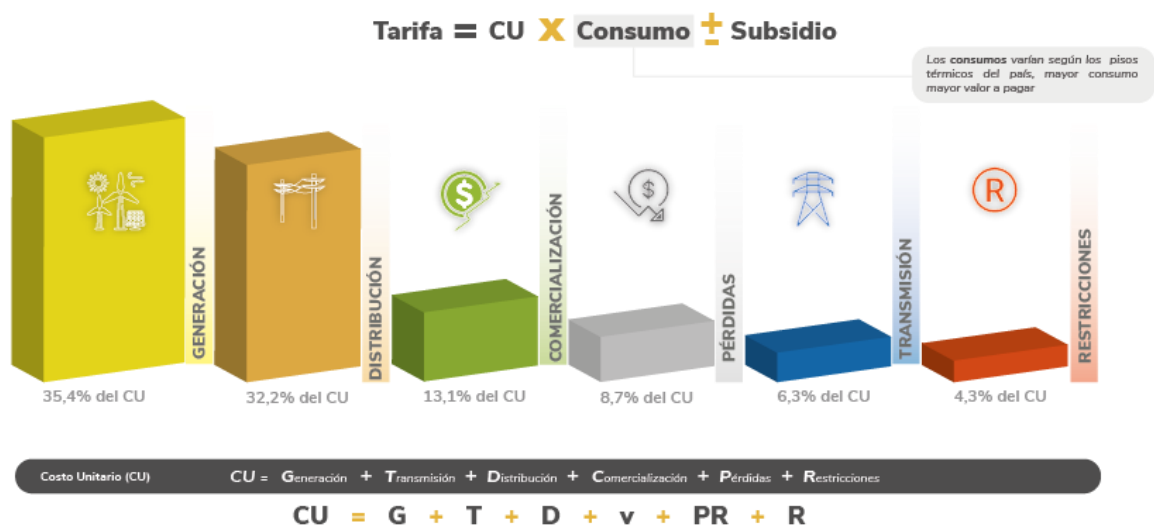


Figura 3.19. Componentes costo unitario de energía eléctrica. Fuente: elaboración propia con datos de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (corte a abril de 2023).

Fuente: CREG (2013)

La actividad de generación representa alrededor del 35 % del CU de la energía eléctrica; la actividad de transmisión, alrededor del 6 %; la de distribución, alrededor del 33 %, y la de comercialización, alrededor de 13 %. Si bien, estos son los factores

principales para calcular el costo unitario, otros como el componente de pérdidas (técnicas y no técnicas) con 9 % y restricciones (costo que se asume para mantener la continuidad del servicio cuando se presentan problemas al transportar la energía) con 4 % del CU también juegan un papel importante en la fijación de tarifas. Las tarifas de energía eléctrica están a su vez sujetas a la aplicación del Índice de Precios al Productor (IPP), que se usa para medir la variación mensual de precios, especialmente para actualizar los precios pactados contractualmente en el mercado.

Según la Ley 142 de 1994, arts. 89 y 99, la aplicación de los principios de solidaridad y redistribución en materia de servicios públicos domiciliarios implica que los usuarios de los estratos 5 y 6, los usuarios industriales y comerciales (con algunas excepciones<sup>44</sup>), ayuden a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 a pagar el valor de los servicios que cubran sus necesidades básicas (art. 87.3). Esto es, que los usuarios residenciales de estratos 5 y 6 y los usuarios industriales y comerciales deben pagar una contribución para otorgar subsidios a los usuarios residenciales de estratos 1, 2 y 3, sobre el consumo que cubra sus necesidades básicas (consumo de subsistencia).

El cobro final que se realiza mediante la factura se calcula mediante el producto del CU y el consumo de cada usuario, sumado o restado el subsidio según corresponda, considerando que dichos subsidios se aplican para los usuarios que no excedan el consumo de subsistencia (<1000 m s. n. m. = 173 kWh/mes, >1000 m s. n. m. = 130 kWh/mes), así: hasta 60 % para estrato 1, hasta 50 % para estrato 2, hasta 15 % para estrato 3, estrato 4 paga el 100 % del CU, estratos 5 y 6 pagan el 100 % del CU y contribuyen con un 20 % adicional para subsidiar otros estratos.

No obstante, se advierte que la liquidación de los subsidios depende en parte de la disponibilidad de recursos para tal fin. Esto es, lo que se recibe del Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos del Ministerio de Minas y lo que se recauda de los usuarios del SIN que pagan contribuciones. Es importante precisar que, aunque la disponibilidad de recursos influye, los comercializadores aplican en la factura el total de subsidios que la ley autoriza, incluso si no se alcanzan los recursos necesarios de las contribuciones. Esto configura el llamado déficit de subsidios que el Estado mantiene con los comercializadores, y que no es cubierto completamente con el Presupuesto General de la Nación.

Las tarifas de energía eléctrica vienen experimentando un aumento sostenido en los últimos años, tal como se presenta en la figura 3.20, con la variación de las

---

<sup>44</sup> El decreto 2860 de 2013, la ley 2099 de 2021, la ley 2068 de 2020 y la ley 2155 de 2021 definen las excepciones.

componentes de costo unitario de energía, generando diferentes problemas sociales, técnicos y económicos. Dentro de las problemáticas que han aumentado a la par de las tarifas, se pueden listar de manera indicativa las siguientes: barreras para el acceso, aumento en la pobreza energética, aumento de pérdidas no técnicas (fraude) y pérdida de sostenibilidad financiera para algunas empresas. Adicionalmente, se pueden observar una creciente y sostenida tendencia en el incremento de la tarifa de energía eléctrica que se pronunció a partir de 2020, a su vez, una correlación entre la tendencia de la componente G (generación) y el CU (costo unitario de energía).

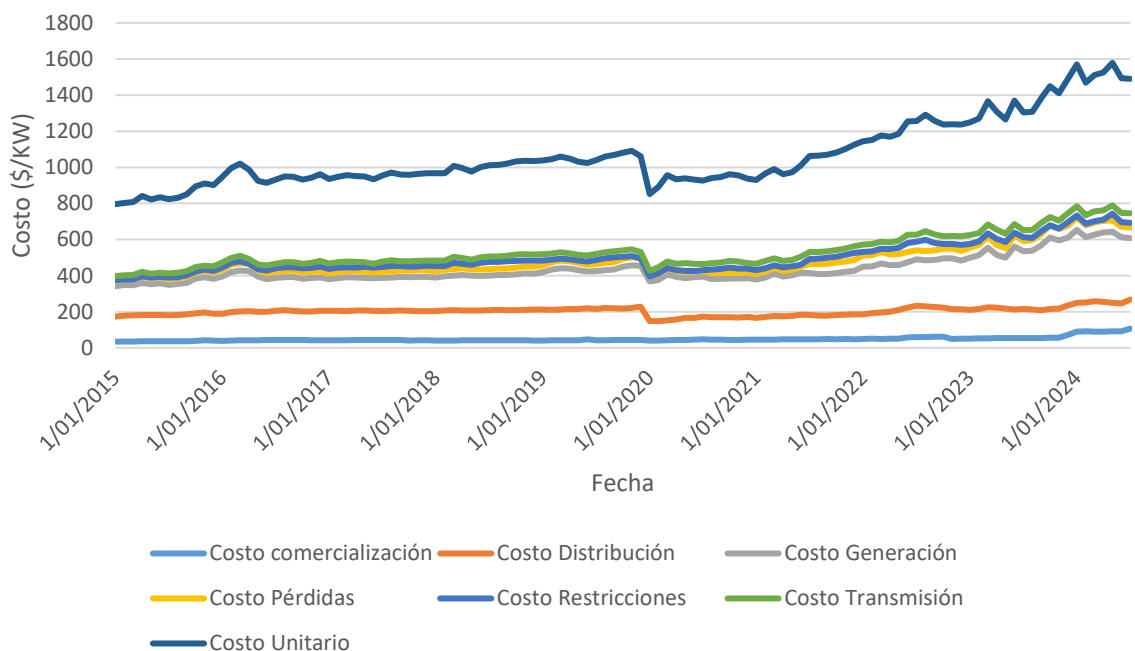


Figura 3.20. Componentes del costo unitario de energía (2019-marzo de 2024)

Fuente: Minenergía (2023).

Como parte de las medidas adoptadas para mitigar los impactos del comportamiento de las tarifas, la CREG estableció una serie de mecanismos, uno de ellos es la Opción Tarifaria (Res. CREG 012 y 058 de 2020, posteriormente modificada por las Res. CREG 108 y 152 de 2020). Esta medida estaba orientada a reducir impactos inmediatos debido a los incrementos abruptos en la tarifa mediante la acumulación de saldos que son pagados posteriormente por el usuario a lo largo de un mayor período de tiempo. Aunque la aplicación de esta medida ha modulado los incrementos tarifarios, los usuarios han percibido tarifas inferiores a los costos reales del sistema, lo que ha resultado en una acumulación de deuda. Esto ha ocasionado una

acumulación de saldos por parte de los agentes comercializadores, que tendrán que ser trasladados a los usuarios finales en un horizonte de tiempo que cada vez es más largo. Es importante resolver los retos resultantes de esta acumulación de deuda, ya que esta puede aumentar el riesgo sistémico del mercado.

El Ministerio de Minas y Energía definió en 2022 una estrategia denominada *Pacto por la Justicia Tarifaria* (figura 3.21), a través de la cual los agentes generadores y las empresas comercializadoras asumen el compromiso de implementar las medidas para disminuir las tarifas. La estrategia incluye la renegociación de contratos bilaterales, que afecta a más del 69 % de los acuerdos de compra y venta de energía, y también un acuerdo con seis de las once transportadoras de energía y la mitad de las compañías distribuidoras.



Figura 3.21. Pacto por la Justicia Tarifaria

Fuente: Ministerio de Minas y Energía (Minenergía, 2022d)

A mediano plazo se estudia el ajuste en el indexador de tarifas, una alternativa es generar un indicador específico para el sector eléctrico que permita considerar a cada una de las diferentes formas de generación de energía y los diferentes componentes y comportamiento en el total de la tarifa que deben pagar los usuarios. Hasta el momento, el resultado es que un total de 82 empresas entre generadoras, transportadoras, distribuidoras y comercializadoras aplicaron medidas como, la modificación de 952 contratos entre generadores y comercializadores, de los cuales el 54 % se asocian al mercado regulado y el 46 % al mercado no regulado, estas

medidas están consignadas en las resoluciones CREG 101, 027 y 029 de 2022. Con este pacto, sin precedentes en el sector, se logró la atenuación de la tendencia al alza de las tarifas que se puede evidenciar en el tercer trimestre de 2022 (figura 3.20). Sin embargo, los resultados aún no son suficientemente satisfactorios, razón por la cual se hace necesario analizar nuevas medidas.

### *3.3.2.3. Calidad del servicio de energía eléctrica*

Cada año, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Superservicios) presenta un análisis exhaustivo de la calidad del servicio de energía eléctrica en el país. El diagnóstico analiza la calidad del servicio eléctrico en grupos basados en zonas geográficas, ya sea rural o urbana en los municipios. Estas zonas comparten características similares en cuanto a ruralidad y riesgo de falla en los circuitos eléctricos por factores físicos externos. Las interrupciones en el suministro se consideran como eventos programados y no programados, al respecto en 2021 se presentaron interrupciones de energía en donde se contabilizaron dichas interrupciones con participación de Enel Colombia (7,95 %), AFINIA (15,3%), ESSA (7,78 %), AIR-e (9,4 %) y EPM (17,4%) siendo la empresa con mayor porcentaje de interrupciones. Los indicadores<sup>45</sup> SAIFI (*System average interruption frequency index*) y SAIDI (*System Average interruption Duration index*) por sus siglas en inglés, son presentados en las figuras 3.22 y 3.23 para los años 2019-2021.

---

<sup>45</sup> SAIDI: Indicador de duración promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR, durante el año, medido en horas al año. SAIFI: Indicador de frecuencia promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR, durante el año, medido en cantidad al año.

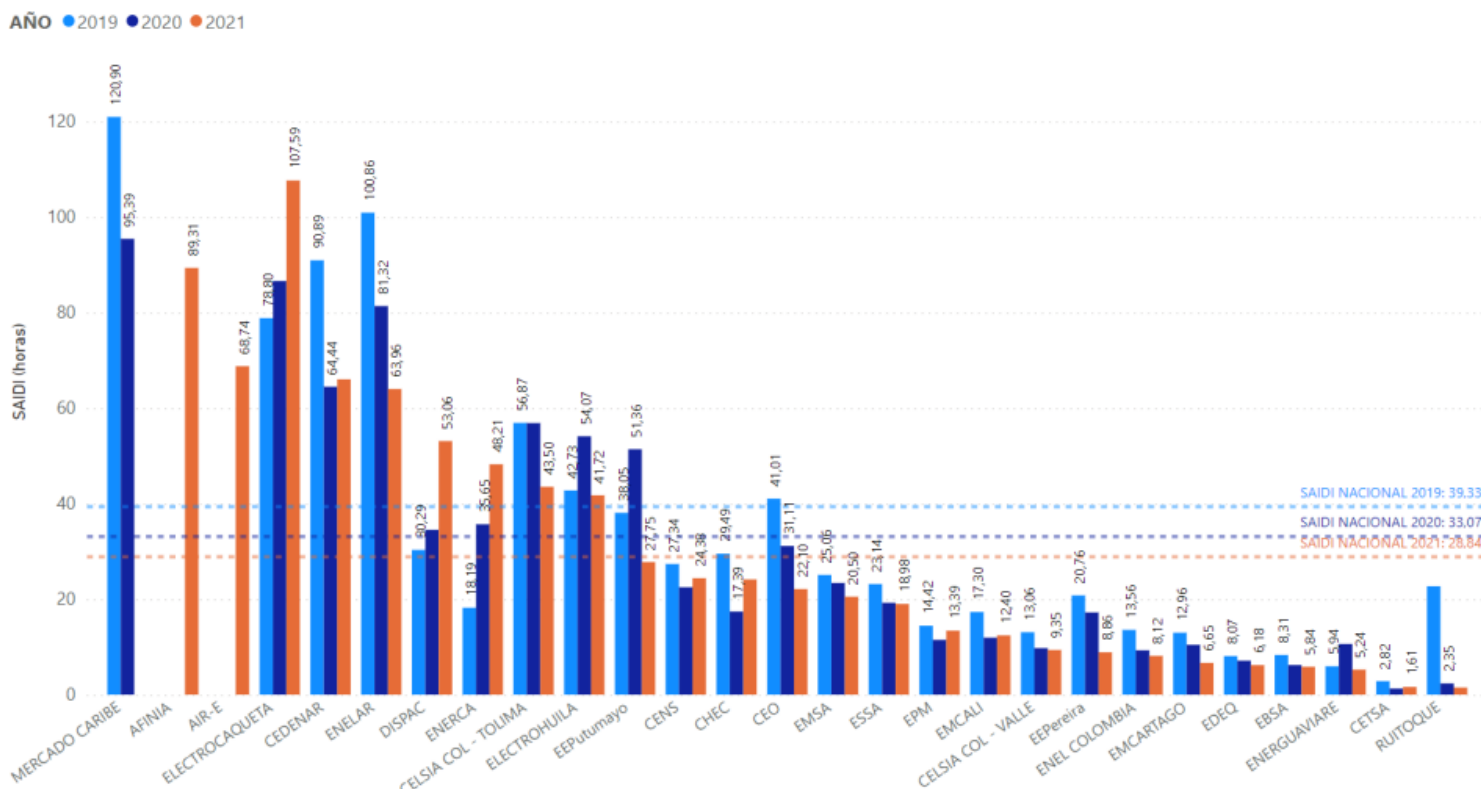


Figura 3.22. Comportamiento del indicador SAIDI 2019-2021

Fuente: Superservicios (2022)

De acuerdo con el diagnóstico de la Superservicios (2021), para 2021 los indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica están por debajo de la media proyectada por la citada Comisión en el CREG 010 de 2018. Teniendo en cuenta lo anterior, para 2023 se continúa con el mismo comportamiento en lo relacionado con la calidad del servicio.

Frente al monitoreo de la calidad del servicio de energía eléctrica la (Superservicios, 2022) ha efectuado especial seguimiento a la calidad media en el mercado caribe<sup>46</sup>, el cual es atendido por los operadores AIR-e y AFINIA<sup>47</sup>. Si bien los indicadores que monitorean la calidad del servicio en la región Caribe muestran mejoras en los últimos años, aún están rezagados frente a la media nacional.

<sup>46</sup> El indicador se calcula como un promedio ponderado con el número de suscriptores que cada OR atiende, por lo tanto, el resultado obtenido se asumirá que es una aproximación de la calidad del servicio en el mercado caribe y no se responsabiliza a un operador de red específico.

<sup>47</sup> AIR-e atiende los departamentos de Atlántico, Guajira y Magdalena, mientras que AFINIA, atiende los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar y Cesar, al igual que once municipios del departamento del Magdalena.

Conforme lo ha expresado la SSPD en su documento “Diagnostico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2021”, resaltamos la mejora significativa en la calidad del servicio que han percibido los usuarios del país de conformidad con la aplicación del esquema de calidad del servicio definido por la Comisión mediante la Resolución CREG 015 de 2018. Estas mejoras se deben a las inversiones de los agentes, a la atención oportuna de las fallas y a las actividades de operación y mantenimiento de las redes. Es claro que aún se tienen retos importantes, en algunas regiones del país más que en otras, para lo cual consideramos fundamental darle continuidad y madurez al esquema planteado actualmente, por su puesto, realizando posibles mejoras que resulten de un análisis expost de dicho mecanismo.

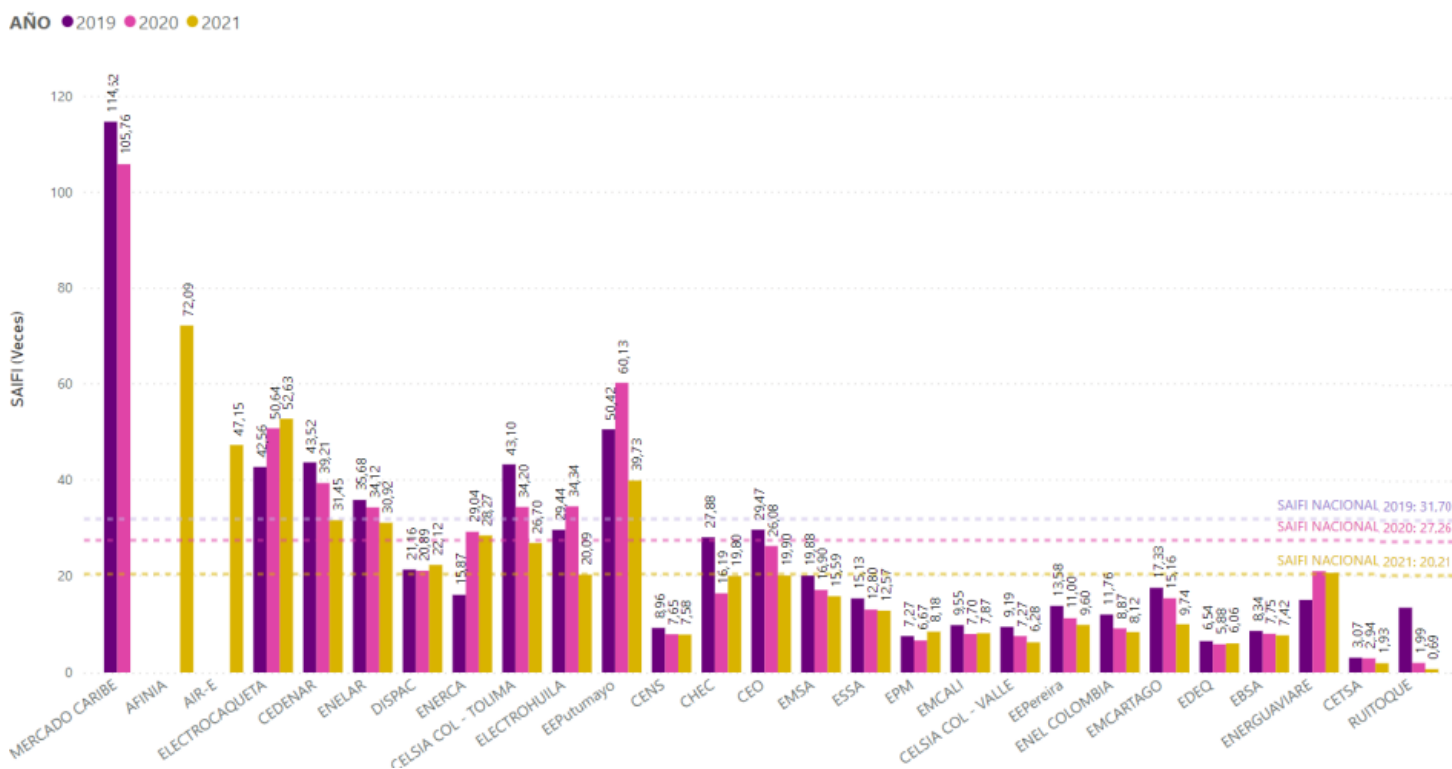


Figura 3.23. Comportamiento del indicador SAIIFI 2019-2021

Fuente: Superservicios (2022).

*Calidad de energía por departamentos:* el valor objetivo de interrupciones para el año 2021 fue de 29,6 horas, de acuerdo con este valor el 52 % de los departamentos se encuentran por debajo dicho valor objetivo.

Adicionalmente, el indicador de frecuencia objetivo para los departamentos era de 38,2 veces. Según este objetivo, el 67 % de los departamentos estuvieron por debajo de ese valor. Adicionalmente, departamentos como Caquetá, Córdoba y la

Guajira que representan el 11% exceden por más de tres veces el valor de referencia de duración para el periodo de 2021. Córdoba y Sucre representan las peores condiciones de interrupción de acuerdo con las percepciones de los usuarios durante 2021, con 80 y 80,4 veces, respectivamente (Superservicios, 2021).

*Calidad de energía por municipios:* De los municipios analizados, el 44% (456) tienen una duración de interrupción por debajo de los valores de referencia, mientras que el 72% (757 municipios) están por debajo de los valores de referencia en términos de frecuencia de interrupción. El 35.7% (374) y el 21.9% (229) de los municipios tienen una duración y frecuencia de interrupción entre 2 y 3 veces los valores de referencia, respectivamente. Además, el 20.8% (218) y el 5.9% (62) de los municipios presentan valores tres veces mayores a los de referencia para la duración y frecuencia, respectivamente. Once municipios tienen valores de duración mayores a 360 horas y dos municipios presentan valores de frecuencia mayores a 360 veces (Superservicios, 2021).

*Calidad de energía por ciudades:* El 75% de las ciudades del país tienen valores inferiores a 78.3 horas, mientras que el 50% presentan valores menores a 37.2 horas. El 25% restante corresponde a ciudades con duraciones y frecuencias por debajo de las 15.9 horas. (Superservicios, 2021).

Según el análisis de la Superservicios, en Colombia, los usuarios del servicio de energía eléctrica mejoraron su calidad en 2021 frente a los años anteriores (2019 y 2020). Sin embargo, se destaca que, si los operadores de red no aplicaron correctamente el esquema de exclusiones, como catástrofes naturales o actos de terrorismo, que podrían estar siendo tratados sin cumplir con las exigencias regulatorias, los indicadores de duración y frecuencia de interrupciones podrían estar subestimados. (Superservicios, 2021).

#### *3.3.2.4. Retos para mejorar la calidad de la energía eléctrica en el marco de la TEJ*

La calidad de la energía eléctrica se puede determinar con indicadores (p. ej., THD, factor de potencia, entre otros) y asegurar la exactitud en la medición, además de promover planes de eficiencia energética fundamentales para la TEJ. De acuerdo con lo anterior, es necesario avanzar en el mejoramiento del control, monitoreo y medida de la energía en Colombia, que representa una oportunidad de mejora. Además de lo anterior, persisten problemas en el reporte de la información de los prestadores del servicio, esto da cuenta de fallas en la oportunidad y veracidad de la información reportada. De otra parte, uno de los aspectos en los que el país debe trabajar es en la tecnología. La medición inteligente no solo es importante para el aseguramiento de

la calidad, también es fundamental, para el despliegue y el desarrollo de la generación distribuida en el país. En el marco de la TEJ el despliegue de la infraestructura avanzada de medición (AMI) debe incrementar los esfuerzos para lograr la meta prevista a 2030 (Resolución CREG 101-001 de 2022) y lograr que las empresas que aún no han iniciado con su implementación lo hagan y acelerar las acciones con los prestadores de servicio que ya iniciaron.

### *3.3.3 El sector eléctrico de cara a la TEJ*

#### *3.3.3.1. Situación de las termoeléctricas*

- Termoeléctricas de carbón:

Para 2022 el Sistema Interconectado Nacional SIN cuenta con 19 plantas activas de generación eléctrica a carbón como principal combustible que suman 1658 MW de capacidad instalada (figura 3.24); tres de estas son auto generadoras, entendido como las plantas que atienden su consumo propio y pueden entregar sus excedentes de energía al SIN. Dichas plantas se concentran en los departamentos de Boyacá, Córdoba, Cundinamarca, La Guajira, Norte de Santander y Sucre, zonas con alto potencial carbonífero. Córdoba es el departamento con mayor capacidad instalada con un total de 437 MW. El promedio de operación de las plantas es de 34 años, en donde las plantas con mayor capacidad instalada se concentran en las que han entrado en los últimos 9 años (Flechas Mejía *et al.*, 2022).

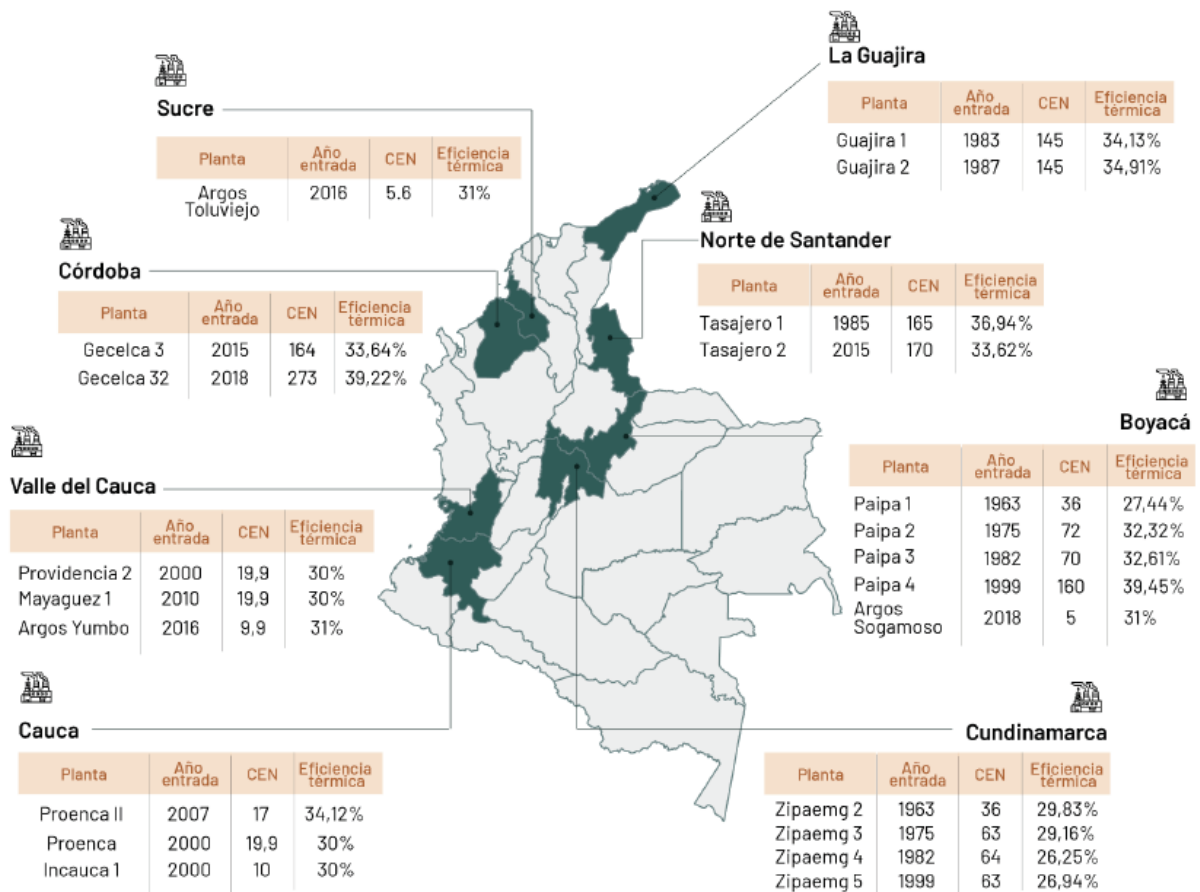


Figura 3.24. Ubicación de las plantas de generación eléctrica de carbón en Colombia 2022  
Fuente: Flechas Mejía et al., 2022).

Varios análisis indican un horizonte muy limitado para las termoeléctricas que funcionan con carbón en Colombia. En primera instancia, el estudio “Hoja de Ruta – Electricidad 100 % Renovable en Colombia a 2030” (Dyner *et al.*, 2022) muestra que en escenarios de alta penetración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) las plantas carboeléctricas dejan de generar (en promedio) tan temprano como 2027. En segundo lugar, “Understanding the impact of a low carbon transition in Colombia” (Huxham & Anwar, 2023) indica que, en un escenario compatible con limitar el incremento de la temperatura global a 1,75 °C, comparado con un escenario business as usual, los ingresos de distintas carboeléctricas se reducirían hasta en un 100 %, como en el caso extremo de Termoguajira.

Al respecto, el estudio “Eliminación Gradual del Carbón en la Generación Eléctrica en Colombia” (Flechas Mejía et al., 2022) va un paso más allá y propone dos rutas para eliminar gradualmente la generación eléctrica basada en carbón en Colombia apalancándose en el despliegue de FNCER y en la entrada de la capacidad

de Hidroituango. El primero a 2030 asume Hidroituango con 2400 MW y expansión adicional de FNCER por 2628 MW. El segundo a 2035 asume Hidroituango con 1200 MW y expansión adicional de FNCER por 5628 MW. Todos estos estudios parten en su análisis de la alta eficiencia de las energías renovables que se están construyendo y los bajos costos a los que se puede vender esta energía en bolsa. Por ende, es muy posible que las plantas más viejas, ineficientes y cercanas a las FNCER sean desplazadas del despacho a corto y mediano plazo (hasta 2035). No obstante, estos riesgos no parecen estar siendo tenidos en cuenta en procesos previos de planeación de las empresas, donde aún no se han mostrado intenciones en la transición o cierre de las centrales térmicas.

Por otra parte, diversos análisis reiteran que, para atender los picos de generación y brindar confiabilidad a la red eléctrica ha sido clave disponer de centrales térmicas para complementar a las hidroeléctricas (XM, 2022). Estas centrales térmicas proveen servicios complementarios como la compensación de energía reactiva, la capacidad del sistema eléctrico para mantener la estabilidad de la frecuencia ante perturbaciones (inercia), las rampas de demanda y la flexibilidad (XM, 2022). En un escenario de cierre progresivo de operaciones de las termoeléctricas a base de carbón deben considerarse diferentes criterios como capacidad instalada a reemplazar, niveles de eficiencia térmica y obsolescencia tecnológica. Los dos últimos están directamente relacionados con la edad de operación de las plantas, pues, las centrales eléctricas son construidas para una vida útil de 30 a 40 años (Vogt-Schilb, 2018).

La figura 3.25 muestra el promedio de edad de la capacidad instalada del país. En Colombia, seis de las plantas activas están en un rango de 40 a 59 años de vida, cuya eficiencia térmica es en promedio del 30 %. Estas plantas utilizan tecnología principalmente de combustión de carbón pulverizado con calderas subcríticas de baja presión, dado que la capacidad de las unidades existentes es inferior a 165 MW. Las plantas más nuevas alcanzan eficiencias cercanas al 37 %-39 %, Estas últimas tienen una edad operativa de 6 años en promedio por lo que su salida representa un desafío financiero distinto del de las plantas más antiguas (Birol & Malpass, 2021).

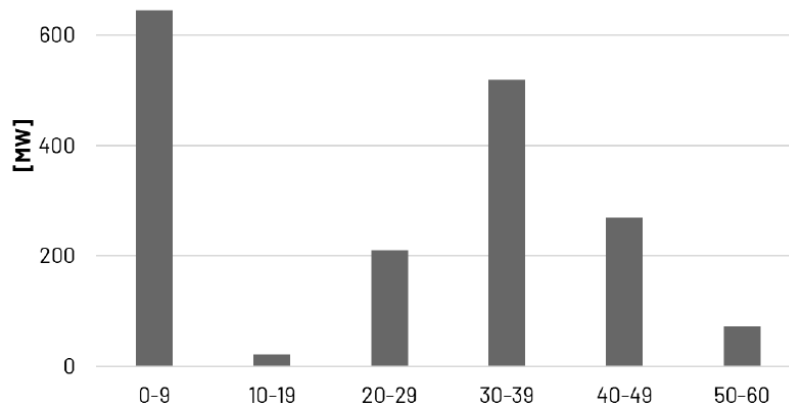


Figura 3.25. Promedio de edad de la capacidad instalada del parque termoeléctrico  
Fuentes: Flechas Mejía et al. (2022); Transforma et al. (2022).

Todo lo anterior está relacionado con la creciente competitividad y costo-eficiencia de las energías renovables, reflejadas en menores costos tanto de inversión, como de generación (Planas & Cardenas, 2019). Esto, a su vez, ha incidido en que la generación con FNCER pueda ofrecer precios muy bajos en contratos de largo plazo, e incluso en ventas de energía en bolsa. A medida que aumente el despliegue de FNCER, esto puede llevar a que las plantas más viejas, ineficientes y cercanas a las FNCER sean desplazadas del despacho a corto y mediano plazo (Planas & Cardenas, 2019). Esta situación tiene una arista adicional que generará retos adicionales para el sector carboeléctrico colombiano, así como aún más ventajas para el tránsito a las FNCER: los volátiles y crecientes costos de la generación con carbón. Por un lado, al sector lo afecta la alta volatilidad de los precios de internacionales de carbón, que en 2022 llegaron a superar los 360 USD/tonelada (Investing.com, 2023). Como lo explica el presidente de Fenalcarbón (FENALCARBÓN, 2023), en contextos de altos precios internacionales de carbón, la producción nacional recibe un fuerte incentivo para exportar, lo que puede llevar a aumentos en los precios nacionales de este energético. Mientras unas estimaciones calculaban que en 2021 el costo marginal de generar con carbón era de aproximadamente 140 COP/kWh (Huxham & Anwar, 2023), los datos para abril de 2023 de solo el costo promedio de referencia del combustible fueron de más de 197 COP/kWh<sup>48</sup>.

Este tipo de situaciones hace que la carbo-electricidad sea una tecnología con tendencia de costo ascendente, situación que puede ser agravada por un segundo tema: la entrada en vigor del impuesto al carbono. De acuerdo con lo previsto por el

<sup>48</sup> Cálculos tomando una eficiencia de 35 % y los datos de XM (2023). Costo promedio de referencia por combustible. Tomado el 16.05.23 de: <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/costo-promedio-de-referencia-por-combustible>.

art. 22 de la Ley 2722 de 2022 (reforma tributaria) empezará costando 52.215 COP/tonelada de carbón, tarifa que crecerá de acuerdo con el incremento en el índice de precios del consumidor más un (1) punto hasta que sea equivalente a tres (3) UVT por tonelada de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>e). Sin embargo, para 2023 y 2024 aplicará el 0 % de la tarifa, para 2025 el 25 % del valor de la tarifa plena, para 2026 el 50 % del valor de la tarifa plena, para 2027 el 75 % del valor de la tarifa plena, y a partir de 2028, la tarifa plena (Ley 2722 de 2022). Entonces, desde 2028 en adelante el carbón perderá el subsidio implícito que ha recibido históricamente al no incluirse el costo del carbono en su precio<sup>49</sup>.

Además de los desarrollos en materia de precios, los estudios anteriormente mencionados, se debe considerar que el SIN históricamente ha funcionado combinando una base de generación predominantemente hidroeléctrica con un complemento térmico para atender los picos de generación, así como las necesidades, en especial de la región Caribe. Conforme a lo anterior, es esencial para el país empezar a prepararse ante los muy posibles cierres por obsolescencia tecnológica, problemas de mercado, así como por la entrada masiva de FNCER que reduzcan el aporte de las carboeléctricas a la generación, teniendo entonces sentido ser proactivos ante este panorama y, desde ya, plantear y estructurar un Plan de Transición Energética Justa para las Carboeléctricas y sus trabajadores. Al respecto, es de destacar que el más reciente Plan Indicativo de Expansión de la Generación (UPME, 2024) no contempla en ningún escenario una expansión de la generación con carbón. Por el contrario, incluye por primera vez un escenario de Transición Energética Justa, que cumple los parámetros de abastecimiento y seguridad, y en el que se realiza una salida gradual de las termoeléctricas a carbón.

- Termoeléctricas de gas:

Las termoeléctricas a gas han venido brindando confiabilidad, disponibilidad, energía en los momentos que sean necesarios, especialmente aquellos de hidrología seca. Estos activos, a diferencia de las plantas a carbón ofrecen una flexibilidad considerablemente mayor, toda vez que tienen tiempos de arranque más cortos (XM, 2023e), lo que redundo en que puedan responder mejor a la variabilidad de las energías renovables variables (ERV). Por esta razón, estudios como el de Benavides *et al.* (2022) sugieren mantener e incluso expandir de manera considerable el parque

---

<sup>49</sup> Para dar una idea, de las implicaciones de este desarrollo, tomando los parámetros de eficiencia de Termoguajira y una inflación anual del 10 % anual, solo por concepto de impuesto a carbono, aumentaría el costo de generación con carbón en aprox. 33,4 COP/kWh (23 % del costo de generación en 2021). Al mismo tiempo, se anticipa que las FNCER lleguen a costos de generación por debajo de los 100 COP/kWh.

de generación con gas del país. Sin embargo, como lo demuestran trabajos como los de IRENA (2018a), Zapata *et al.* (2022) o Dyner *et al.* (2022), con suficientes capacidades de FNCER en el sistema, las capacidades actuales de generación con gas cumplen la función de brindar seguridad y confiabilidad al sistema eléctrico, por lo menos en el futuro cercano. Es más, incluso algunas de las termoeléctricas a gas pueden habilitar procesos de transición energética justa, por ejemplo, adaptando sus despachos a los de ERV o considerando posibles mezclas con hidrógeno. En consonancia con lo anterior, el más reciente Plan Indicativo de Expansión de la Generación (UPME, 2024) contempla en todos los escenarios analizados una expansión muy pequeña de generación con gas (452 MW de casi 18.000 MW de expansión entre 2024 y 2037, en el escenario más favorable al gas).

A medida que opciones renovables de generación, en combinación con tecnologías de almacenamiento (p. ej., baterías a gran escala) y de prestación de servicios complementarios (p. ej., condensadores síncronos) aumentan su despliegue y continúan reduciendo sus costos, se irán fortaleciendo los argumentos para transitar cada vez más hacia la nueva era de energías renovables. En lo que respecta con la decisión estratégica de optar por sistemas eléctricos más intensivos en gas, un estudio reciente de UNEP (2022b) muestra cómo en materia de costos de energía, generación de empleo e impactos ambientales, transitar directamente a FNCER sería una opción más atractiva para los países de América Latina y el Caribe. El estudio estima que para 2050 los ahorros que habría en caso de optar por una trayectoria renovable serían de más de 1,2 billones de dólares en la región. En cuanto a empleo, el escenario renovable produciría más de un millón de puestos de trabajo por encima de uno intensivo en gas.

Finalmente, es importante reiterar que, si bien la infraestructura actual de termoeléctricas a gas es de importancia para la estabilidad del sistema eléctrico, y que las termoeléctricas a gas no emiten igual cantidad de GEI que alternativas como el carbón, la construcción de nueva infraestructura fósil, con proyecciones de uso a largo y muy largo plazo, puede ser potencialmente incompatible con distintas metas climáticas (Kemfert *et al.*, 2022; UNEP, 2022b). Por esta razón, se trata de proyectos que requieren de suficiente reflexión y discusión política y técnica.

### *3.3.3.2. Despliegue de las FNCER y digitalización*

La Ley 1715 de 2014, modificada por la 2099 de 2021, es una parte del marco legal que promueve las FNCER en Colombia. Sin embargo, este marco es más amplio (y se profundiza más en la sección 6 del documento) e incluye la Ley 697 de 2001, que

fomenta el uso eficiente de la energía, y otras normativas como la Ley 1665 de 2013 (vinculación a IRENA), la Ley 164 de 1994 (Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático), la Ley 629 de 2000 (Protocolo de Kioto) y la Ley 1844 de 2017 (Acuerdo de París), no obstante, el propósito del despliegue de las FNCER no ha alcanzado el impacto esperado. La figura 3.26 muestra el casi nulo despliegue de renovables en un lapso de siete años. Desde la entrada en vigor de la ley, tan solo se ha logrado la participación en la matriz de generación de energía eléctrica de 1,8 % con fuente solar y 1,1 % con biomasa.

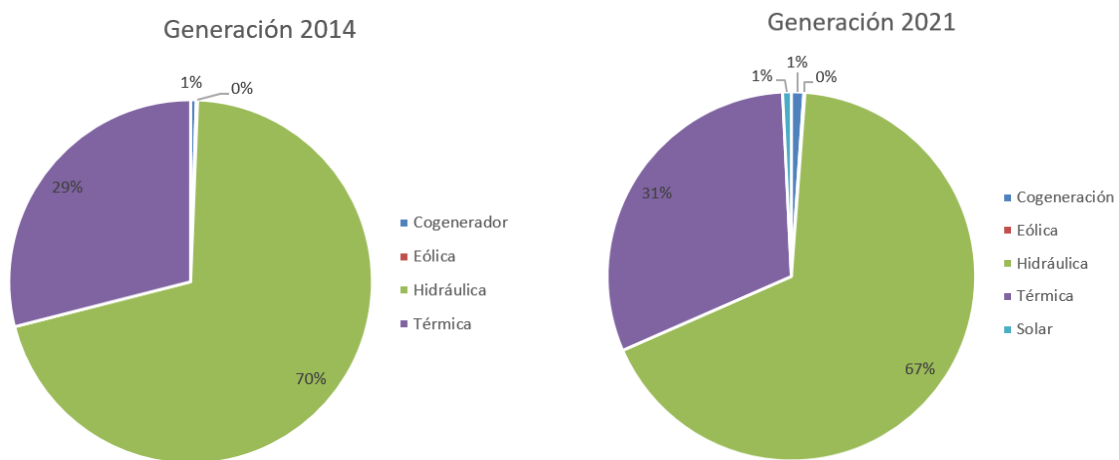


Figura 3.26. Matriz de generación eléctrica en 2014 y 2021  
Fuente: elaboración propia con datos de UPME (2022c).

La capacidad efectiva neta (CEN) del SIN está soportada por cinco fuentes principales: hidráulica, combustible fósil, solar, biomasa y eólica, las cuales suman 19.941.6 MW. La matriz de generación de energía eléctrica, si bien es cierto que presenta una alta generación renovable, también presenta una alta dependencia del recurso hídrico, correspondiente al 66,3 % de la CEN total. Tan solo se observa una participación del 3 % de FNCER como solar, biomasa y eólica. La alta dependencia del recurso hídrico y la poca diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica nos hace altamente vulnerables a los efectos del cambio climático, en particular a los efectos prolongados del fenómeno de El Niño.

Respecto a la bioenergía, existen dos fuentes de biomasa predominantes en Colombia, el bagazo de caña de azúcar que alcanza una CEN de 200,3 MW, y el biogás obtenido del tratamiento de aguas residuales y residuos sólidos urbanos con una CEN de 11,1 MW. Estas dos fuentes no superan el 1,1 % de la CEN total. Es claro que la generación con FNCER en Colombia es incipiente, que el recurso que lidera la transición energética es el sol, dados los proyectos que hasta el momento se han

presentado a la UPME, y que se centran en su mayoría en energía solar fotovoltaica. En marzo de 2023, la UPME realizó la asignación de 7493 MW, la máxima capacidad técnicamente factible, de solicitudes de conexión de proyectos de generación de energía eléctrica. Durante el proceso, se presentaron 843 solicitudes de conexión por un total de 56.683 MW, distribuidos en 823 solicitudes de generación de energía eléctrica y 20 solicitudes de grandes consumidores. El proceso de asignación se basó en criterios de confiabilidad, flexibilidad, reducción de emisiones, restricciones y precio de bolsa, así como de impacto por pérdidas, y el estado del licenciamiento ambiental.

De acuerdo con el recurso energético, la asignación se realizó como se muestra en la figura 3.27. Como resultado fueron asignados 6410,1 MW (77 %) para energía solar, con lo cual se posiciona como la tecnología que estará liderando la transición energética del país con 147 proyectos. En segundo lugar, se encuentra la eólica con 1247,7 MW (15 %) en 10 proyectos, 6 de los cuales son offshore por 352,36 MW. Así mismo, se registra una asignación de 352.4 MW (4 %) de 7 proyectos hidroeléctricos y 2 nuevos proyectos de biomasa. Geográficamente hablando, se destacan las áreas operativas de La Guajira-Cesar-Magdalena, con una asignación de 1490,3 MW; Caldas-Quindío-Risaralda, con 1297 MW, y particularmente los proyectos eólicos en las áreas Centro-Oriental y Norte de Santander.

## Capacidad asignada por tipo de recurso

Asignación de capacidad de transporte 2022 - 2023  
Resolución CREG 075 de 2021

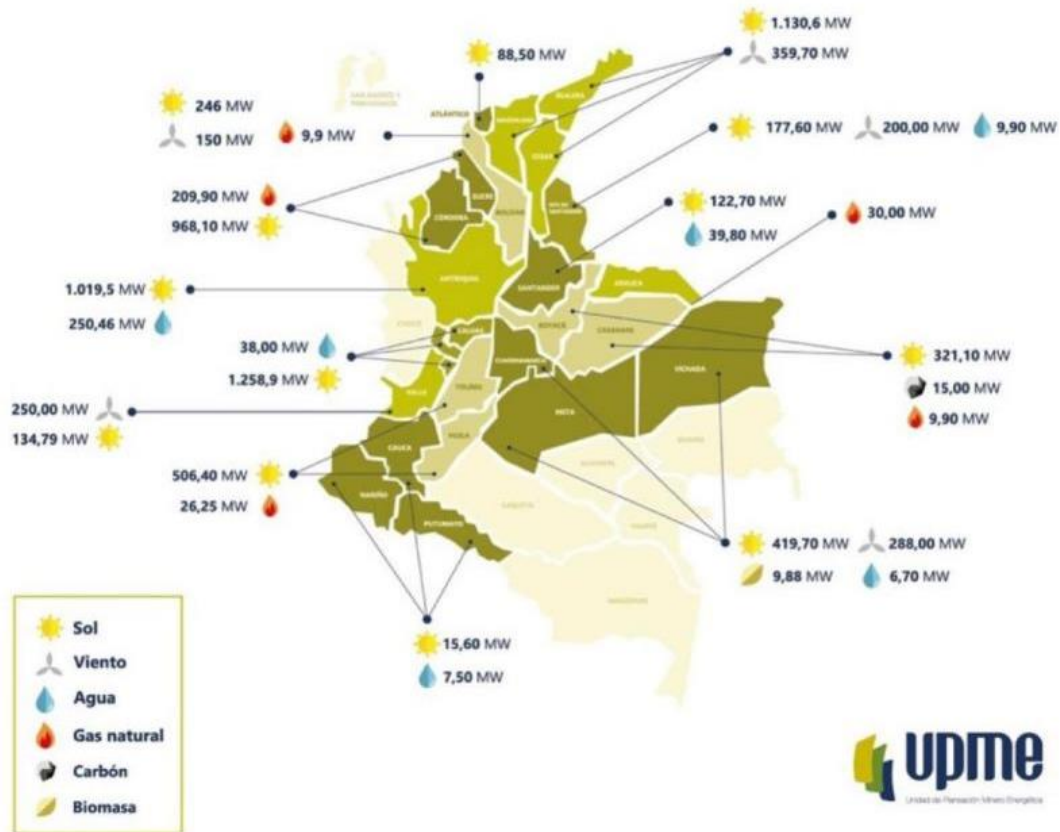


Figura 3.27. Capacidad asignada por tipo de recurso

Fuente: (UPME, 2023)

Los resultados fueron evaluados bajo seis criterios técnicos por medio de los cuales se priorizó la asignación de capacidad de transporte a proyectos de generación, tales como: aumento de confiabilidad, mejora de flexibilidad eléctrica (posibilidad para controlar el recurso), reducción de emisiones, reducción de restricciones (como agotamiento de red), reducción del precio de bolsa (energía más económica), menor impacto sobre las pérdidas de energía y el estado del proceso de licenciamiento ambiental. Así las cosas, de entrar en operación todos los proyectos, la capacidad instalada a 2032 será de 42.737,36 MW, compuestos por 15.076,7 MW de energía hidráulica (35 %), 16.626,57 MW de solar (39 %), 7024,67 MW de térmica (17 %) y 4009,92 MW de eólica (9 %).

Existen dos estrategias para el impulso de los proyectos con FNCER. La primera a través de la Leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021, donde se definieron incentivos tales como: deducción de renta del 50 %, exclusión de IVA, exención arancelaria, depreciación acelerada, las cuales se reglamentan mediante la Resolución UPME 319 de 2022. La segunda estrategia corresponde a las subastas de contratación de largo plazo (SCLP), que buscan el desarrollo de nuevos proyectos de generación con FNCER a través de compromisos de energía entre vendedores y compradores.

A la fecha se han realizado tres SCLP. La primera adelantada por la UPME en febrero de 2019, surgió como iniciativa de MinEnergía para promover la contratación de energía eléctrica bajo los siguientes objetivos: fortalecer la resiliencia de la matriz energética, promover la eficiencia en la formación de precios, mitigar los efectos del cambio climático y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. El proceso consideró asignar las ofertas de venta que se encontrasen por debajo del punto de equilibrio (donde la curva de ofertas de compra agregada cruzaba la curva de ofertas de venta agregada), se presentaron 9 ofertas de venta correspondientes a 8 empresas generadoras y 14 ofertas de compra correspondientes a 8 empresas comercializadoras. Si bien se presentó cruce de las curvas de compra y venta, no hubo adjudicación debido a que no se cumplieron las condiciones de competencia (incumplimiento de indicadores concentración de oferta y dominancia) aspectos que tuvieron que ser revisados y ajustados para una nueva subasta (Minenergía, 2021c).

La segunda SCLP de energía se llevó a cabo en octubre de 2019 por la UPME. Las principales modificaciones frente a la primera subasta fueron 1) el producto: energía en kWh para cada una de las horas del día; 2) la oferta de los vendedores en bloques intradiarios (bloque 1 entre las 00:00 h y las 07:00 h, bloque 2 entre las 07:00 h y las 17:00 h, bloque 3 entre las 17:00 h y las 24:00 h); 3) los criterios de competencia: solo se incluyó el indicador de participación en la oferta de energía máxima diaria; 4) la adjudicación: metodología de optimización que busca la combinación de ofertas que maximice el beneficio del consumidor para cada bloque intradiario, y 5) la inclusión de un mecanismo complementario de asignación complementaria (Resolución 40725 de 2019) (Minenergía, 2019). La tabla 3.5 resume los resultados de la subasta.

**Tabla 3.5. Resultados de la subasta**

Mecanismo	Número de Contratos	Agentes	Capacidad efectiva (MW)	Energía asignada (MWh-día)	Tecnología (%)	Precio promedio (\$/kWh)
<b>Subasta CLPE</b>	176	Com.: 22 Gen.: 7	1298,9	10.186	Solar FV: 17,39 Eólica: 82,61	95,65
<b>Complementario</b>	84	Com.: 28 Gen.: 3	75	1864,5	Solar FV: 1,26 Eólica: 98,74	106,66

Fuente: (Minenergía, 2021c).

La tercera SCLP fue realizada en octubre 2021, en este caso MinEnergía designó como subastador a XM S. A. ESP y, en consecuencia, esta fue la entidad encargada de la implementación y ejecución del mecanismo de contratación de energía a largo plazo. En esta subasta se asignaron 4595,67 MWh-día correspondientes a 11 proyectos de generación solar con una capacidad efectiva de 796,3 MW. De los 4595,67 MWh-día asignados, 2551,27 MWh-día (precio promedio 135,85 \$/kWh) correspondieron a la subasta y 2044,4 MWh-día (precio promedio 180,72 \$/kWh) al mecanismo complementario (XM, 2021b). Es importante señalar que a la fecha ninguno de los proyectos asignados mediante este mecanismo ha logrado entrar en operación.

Frente a la entrada, despliegue e implementación de otras tecnologías y fuentes de energía el país viene dando pasos, este es el caso de la energía geotérmica que aunque no cuenta con una participación en la generación de energía eléctrica en el mercado actual, el SGC ha venido estudiando desde la década de los sesenta el potencial geotérmico de algunas fuentes provenientes de eventos volcánicos, con lo cual se han reconocido 20 áreas geotérmicas en el país asociadas a sistemas volcánicos activos e inactivos que se agrupan en cinco bloques localizados en la cordillera Oriental (Paipa-Iza); al norte (San Diego y Cerro Bravo-Cerro Machín) y sur (Huila-Sucubún y Las Ánimas-Chiles) de la cordillera Central, con algunas áreas en el flanco oriental de la cordillera Occidental (Azufra, Cumbal y Chiles-Cerro Negro) (SGC, 2016). Se estima que el potencial eléctrico total de las 20 áreas geotérmicas, distribuida en 80 clústeres, es de 1170,2 MWe con un calor almacenado de 138,6 EJ, y los 16 departamentos con presencia de manantiales termales un total de 24,9 MWe de potencia eléctrica y 49,6 EJ de calor (SGC, 2019). Para continuar con su

desarrollo, se requiere adecuar la regulación del mercado de energía, de manera que se reconozcan los aportes de la geotermia a la confiabilidad y firmeza del sistema. Esto promoverá que potenciales inversores decidan y apuesten por la geotermia en Colombia con un mercado prometedor. Una de las principales acciones a realizar es estimular el interés en los niveles donde se tienen que tomar decisiones, para que se impulsen políticas a largo plazo que favorezcan el aprovechamiento del recurso geotérmico, teniendo en cuenta que es muy competitivo con cualquier otra forma de energía. También, se hace importante capacitar a la comunidad, para que conozcan los beneficios y los riesgos asociados al aprovechamiento y uso del recurso geotérmico.

De otra parte, con el fin de avanzar en el despliegue de las FNCER en Colombia se han construido hojas de ruta, tanto para la energía eólica costa afuera, como para hidrógeno (Energía & BID, 2022; Minenergía, 2022c). La hoja de ruta de energía eólica costa afuera ha propuesto dos escenarios de bajo y alto despliegue; este último con una meta de 1 GW de capacidad instalada de electrolizadores en 2030. Para que lo anterior sea posible, se han identificado desafíos en materia de adecuación de infraestructura logística y portuaria, así como la articulación interinstitucional para la reglamentación del proceso de licencias ambientales y consultas previas para este tipo de proyectos.

Para ello la Resolución Minenergía-DIMAR 40284 de 2022 define los lineamientos del primer proceso competitivo para el acceso a áreas marítimas destinadas al desarrollo de proyectos eólicos costa afuera. Actualmente, el primer proceso competitivo se encuentra bajo diseño y planeación, lo cual incluye la designación del administrador de este, la generación de los pliegos y bases de condiciones específicas y la articulación interinstitucional que garantiza las condiciones necesarias para viabilizar dichos proyectos.

El objetivo del Gobierno es ejecutar este primer proceso competitivo asociado a eólica costa afuera en Latinoamérica para poder asignar los *permisos de ocupación temporal* sobre las áreas al finalizar 2023. De esta manera, se están coordinando esfuerzos para integrar el desarrollo de estos proyectos en *hubs* energéticos regionales, que puedan impulsar otras iniciativas y estrategias como la de la hoja de ruta del hidrógeno en el país (Minenergía, 2021a).

Por su parte, la hoja de ruta del hidrógeno establece un mapa de actuación en 3 fases de acuerdo con el horizonte temporal a 2050, se contemplan 28 líneas de trabajo, distribuidas en 4 ejes de actuación: habilitadores jurídicos y regulatorios,

desarrollo de mercado, despliegue de la infraestructura, e impulso al desarrollo tecnológico e industrial (Minenergía, 2021a).

El principal objetivo de la fase 1 (inferior a 2 años) es sentar las bases del hidrógeno, como definición de leyes, elaboración de estudios técnicos y planes de capacitación, con el objetivo de establecer unos cimientos sólidos para el correcto desarrollo del mercado, para los cuales se ha avanzado con diferentes instrumentos normativos como el caso del Decreto 1476 de 2022 que tiene la motivación de promover la innovación, investigación, producción, almacenamiento, distribución y uso del hidrógeno, así como la inclusión en el articulado de conceptos claves y estratégicos en el PND 2022-2026, como el hidrógeno blanco. Se ha avanzado en temas como *hubs* de hidrógeno verde, evaluación de potencial de tecnologías y proyectos de derivados (PtX), certificación de origen y garantías, diagnóstico normativo para la implementación de tecnologías PtX en el ordenamiento jurídico nacional, adopción de 29 estándares internacionales para la construcción de normas técnicas para la producción, almacenamiento, transporte y uso final del H<sub>2</sub>, entre otros.

Frente a las metas a 2030, para hidrógeno verde se espera un desarrollo entre 1 y 3 GW de capacidad de electrólisis, y para hidrógeno azul se proyecta producir al menos 50 kt anuales. Respecto al hidrógeno verde, ante el panorama actual de la baja generación y el costo de la electricidad renovable en el país, las restricciones de fabricación de electrolizadores en el mercado mundial y su alto costo sugieren un escenario desafiante para alcanzar la meta propuesta. Asumiendo un factor de utilización de 40 % para los electrolizadores, cumplir la meta de 1 GW de capacidad a 2030 requeriría un múltiplo de esa capacidad en eólica y solar.

- Redes inteligentes y AMI:

Las redes inteligentes y la automatización permiten a diferentes actores proveer flexibilidad cuando el sistema lo requiera. Desde el punto de vista del sistema la incorporación de redes inteligentes se traduce en supresiones de picos de demanda, aumento de controlabilidad remota por parte de agregadores y operadores de red y ahorros de inversión en la red eléctrica, al analizarlos desde el punto de vista del usuario los beneficios pueden ir desde una reducción en la factura y en el consumo, aumento de la seguridad de suministro de la red y resiliencia del consumo hasta la oportunidad de venta de flexibilidad a la red por medio de servicios complementarios a operadores de red local (Carbon Trust, 2020).

Las tecnologías de medidores inteligentes (AMI) y de automatización de la distribución (ADA) implementadas en proyectos de reducción de pérdidas, calidad de servicio, y eficiencia energética son importantes para la transición energética, además de los 60 proyectos identificados por el reporte final de Apoyo al despliegue de tecnologías de redes inteligentes en Colombia (Carbon Trust, 2020), en el país aún no se cuenta con un despliegue significativo de redes inteligentes. Sin embargo, en términos de AMI existen proyectos piloto siendo Cali la zona en donde hay mayor número de proyectos piloto. También se encuentran proyectos piloto en Barranquilla, Bogotá y Medellín (Carbon Trust, 2020).

La masificación de la medición inteligente es relevante para la transición energética, ya que promueve la eficiencia energética, facilita la gestión y control del suministro de energía al empoderar al usuario, permite la integración de energías renovables, almacenamiento y movilidad eléctrica, permite la flexibilidad tarifaria e impulsa la innovación y el desarrollo tecnológico en el sector energético. A pesar de los avances regulatorios, como las resoluciones MME 40072 y 40483, y la CREG 101 - 001 de 2022, aún se requieren esfuerzos adicionales para que los operadores de red puedan presentar y posteriormente implementar sus planes de masificación de AMI. Es fundamental promover regulaciones adicionales, establecer mecanismos de financiación y realizar campañas de información que permitan a los diferentes usuarios conocer los beneficios de estas tecnologías (Carbon Trust, 2020).

#### *3.3.3.3. Redes de transmisión y flexibilidad del SIN para el ingreso de FNCER*

Si bien los proyectos de generación que hoy tienen conexión aprobada cuentan con capacidad de transporte para la entrega de su energía, la capacidad de transporte se puede agotar progresivamente en la medida en que entren a operar los proyectos asignados. Además, conforme se conecten nuevos proyectos de FNCER a la red, se requerirá de mecanismos adicionales para fortalecerla y responder ante fenómenos transitorios de tensión y frecuencia.

En el Plan de Expansión de la generación y la transmisión de la UPME se analizan las proyecciones de la demanda, se identifican necesidades de crecimiento de la red y se identifican obras, proyectos para garantizar la confiabilidad y la superación de restricciones en el sistema eléctrico (UPME, 2021b). De acuerdo con lo anterior, se hace necesario definir y construir planes de expansión adicional en todas las zonas con mayor potencial de los recursos. Igualmente, a mediano plazo se deben implementar soluciones estructurales que permitan administrar operativamente la red y los impactos derivados de la variabilidad de las renovables (UPME, 2021b).

- Retraso de los proyectos en el sector eléctrico:

La ejecución de los proyectos tanto de generación como de transmisión ha develado grandes desafíos, entre ellos la necesidad de ampliar la visión de la planeación, anticipar la definición de obras de transporte y apostar por ellas a largo plazo, especialmente en las áreas con potencial de crecimiento en generación y consumo. Aunque los planes de expansión de la UPME son óptimos en su concepción, el proceso de asignación dictado por la Resolución 075 de 2021, no alcanza estos niveles óptimos. Como resultado, no está alineado con los planes de expansión ni con los cronogramas de expansión e inversión de los operadores de red, lo cual ha creado barreras significativas para los desarrolladores de proyectos FNCER.

Pero esto no es lo único, resulta fundamental acercar la planeación a las poblaciones que habitan estas zonas reconociendo sus características principales, necesidades, formas de organización, es decir, considerar el contexto territorial y socioambiental. Los análisis de condicionantes y posibilidades (alertas tempranas) desde lo ambiental, social, territorial, arqueológico, cultural y orden público, entre otros, si bien son relevantes, se deben mantener y complementar con los análisis territoriales, buscando incluir estas variables desde el proceso de planeación. Se debe fortalecer los sistemas de información de los diferentes sectores, de orden nacional y regional, y la integración de todos ellos para la plena planificación de las variables.

De otra parte, se identifican dificultades en la gestión de licencias ambientales, sustracciones, consultas previas, permisos de arqueología y logística para el ingreso y transporte de equipos, por citar algunos. Lo anterior pasa por el incumplimiento de plazos, desarticulación entre entidades y empresas, vacíos en los planes de ordenamiento territorial, discrecionalidades, diferencias en la aplicación de los criterios de evaluación, falta de reglas para algunos procedimientos y trámites, deficiencias en la planeación y elaboración de los estudios asociados y manejo inadecuado del relacionamiento con comunidades étnicas, poca confianza hacia las empresas, grupos de interés, ciudadanía en general y autoridades. Las expectativas económicas, en algunos casos, también resultan ser una limitante para la gestión y la interacción.

Parte de los proyectos se realizan en zonas con altos grados de desigualdad, muchas no cuentan con servicios públicos, educación, alimentación plena y vivienda, además, son zonas donde la población local ha generado unas formas económicas y

sociales de vida y al llegar los proyectos modifican e impactan estas formas arraigadas. También, se encuentran conflictos de orden público, con patrimonio arqueológico, con comunidades étnicas que según los arts. 7 y 70 de la constitución colombiana el Estado consagra, el derecho a ser reconocidos y protegidos en el marco de la diversidad étnica y cultural del país, y el derecho a ser reconocidas dignamente sus manifestaciones culturales, baja infraestructura de transporte y zonas de protección ambiental o importancia espiritual para las comunidades étnicas. Es por ello por lo que se requiere una intervención integral por parte del estado, en articulación con entidades nacionales y locales para lograr mitigar los riesgos, así como la búsqueda de soluciones que contribuyan a la realización de los proyectos.

Por otro lado, será entonces necesario realizar un diagnóstico de los procesos indispensables para ejecutar proyectos de expansión, con el fin de encontrar sinergias y eficiencias que permitan un avance ágil y oportuno, sin perder la rigurosidad técnica. Así mismo, es importante realizar un diagnóstico sobre las plantas de personal de las entidades claves durante estos procesos y focalizar su preparación para generar las capacidades humanas necesarias para el proceso de Transición Energética Justa.

- Análisis de factibilidad de tecnologías para estabilizar y flexibilizar el sistema eléctrico (red eléctrica y regulación asociada):

El término *flexibilidad* hace referencia a la capacidad del sistema eléctrico para responder ante variaciones en la red (en la generación o demanda) garantizando la continuidad en el suministro de energía. La flexibilidad del sistema eléctrico colombiano se determina a partir de los atributos de suficiencia energética, reservas de energía y potencia, restricciones de red y seguridad. Estudios como los de (IRENA et al., 2018; UPME, 2021b; XM, 2022; Zapata et al., 2022, 2023) muestran que a mediano y largo plazo la capacidad instalada y capacidad asignada son suficientes para abastecer la demanda. De forma similar, en el escenario que considera escasez del recurso solar, eólico o hídrico, la capacidad abastece la demanda y garantiza el margen de confiabilidad. Adicionalmente, a corto plazo se requerirá el desarrollo e implementación de herramientas regulatorias o mecanismos de mercado que garanticen la disponibilidad de los servicios de regulación y en su orden la seguridad de la operación del sistema. En consecuencia, las interconexiones presentes y futuras son fundamentales y necesarias para el intercambio de la energía entre las subregiones, haciendo especial énfasis en los proyectos que involucran la región Caribe (Zapata *et al.*, 2023) y la incorporación de las FNCER que por su

variabilidad exige un análisis detallado para la compensación de por ejemplo deficiencias en inercia, los aportes de cortocircuito.

La generación de energía con fuentes renovables debe garantizar que la variabilidad propia de estos sistemas no afecte la confiabilidad. La variabilidad en sistemas tradicionales se debe a la demanda y la desconexión repentina de unidades del sistema, mientras que la generación de energía renovable no convencional solar y eólica debe su variabilidad a las condiciones climáticas, geográficas y estacionales, por lo cual es difícil de pronosticar (IRENA, 2018b). Considerando que el sistema eléctrico colombiano debe aumentar la capacidad instalada y que una parte importante de dicha capacidad será de FNCER es necesario identificar las posibles restricciones debidas a la entrada masiva de dichas tecnologías en el sistema.

El análisis de la flexibilidad del sistema hace referencia a la identificación y medida de los efectos de la generación renovable en sistemas convencionales. En tal sentido, la flexibilidad es entendida como la capacidad de un operador del sistema para hacer enfrentar variaciones, tanto programadas como imprevistas, entre la oferta y la demanda de energía eléctrica (Harby *et al.*, 2019). Mientras que la provisión de flexibilidad es la habilidad de contar con recursos adicionales como energía, potencia, transporte o voltaje con la rapidez necesaria para garantizar la confiabilidad del sistema (Harby *et al.*, 2019). Por su parte, aquellos sistemas que no son capaces de balancear la oferta y demanda de energía son considerados inflexibles indicando que no tienen la capacidad de satisfacer la demanda en periodos pico y no despachan centrales de generación de energía renovable (Babatunde *et al.*, 2020).

Considerando estas definiciones, Colombia a través de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) como parte de Remap, logró en 2018 que la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por su sigla en inglés) hiciera la evaluación de la flexibilidad del Sistema Eléctrico Colombiano usando la herramienta FlexTool. Esto con el fin de tener una mayor comprensión de los desafíos técnicos relacionados con la integración de la energía renovable variable (ERV). En el estudio se evaluaron posibles problemas de flexibilidad en el sistema eléctrico del país en 2030 con una alta penetración de ERV. Los resultados se presentan a continuación.

Los hallazgos de evaluación a partir de la herramienta FlexTool incluye los desafíos de alta dependencia de hidroelectricidad con implicaciones de los años Niño, congestión, interconexión débil y pico de demanda después de la puesta del sol. El análisis contempla simulaciones con diferentes escenarios, modelos multimodales,

evaluación del parque de generación, inversiones en transmisión y consideraciones del aumento de participación de ERV a largo plazo (IRENA, 2018a).

El estudio (IRENA, 2018a), identifica los facilitadores de flexibilidad en el sistema eléctrico colombiano y los clasifica como facilitadores altos, medios y bajos. Los altos están relacionados con las capacidades de rampa de los generadores, la resistencia interna de la red y el almacenamiento vs demandad anual. Los medios se relacionan con el ajuste de la demanda con la generación de ERV, la estabilidad de aportes hídricos y la demanda mínima vs capacidad instalada de ERV. Los bajos, se conforman por la capacidad de interconexión vs. demanda promedio y la dispersión mínima vs. capacidad instalada de ERV. Dentro del análisis de los facilitadores es importante indicar que no se evidenciaron eventos de congestión significativos y tampoco se identificaron problemas de flexibilidad. Además de lo anterior, el estudio contempla que los niveles de los facilitadores de flexibilidad son una indicación de lo siguiente: muy buenas condiciones facilitadoras cuando el nivel/valor es “Alto”; condición facilitadora normal cuando es “Medio”; malas condiciones facilitadoras cuando es “Bajo”.

En cuanto a la alta dependencia de hidroenergía, en los resultados se evidencio que, si bien el sistema era suficientemente flexible ante escenarios de bajos aportes hídricos, el uso del carbón y derivados del petróleo aumentó para compensar la generación de hidroenergía, lo cual se traduce en mayores costos y emisiones de CO<sub>2</sub>. De acuerdo con el análisis realizado, no se prevé que Colombia presente algún problema de flexibilidad a 2030 bajo los escenarios planteados. El anterior resultado evidencia la planificación acertada realizada por (UPME 2018), en la cual se incluyen medidas de refuerzo de las líneas de transmisión (aumento en capacidad de transmisión en La Guajira), incorporación de hidro Ituango (2,4 GW).

Teniendo en cuenta que el análisis no arroja problemas de flexibilidad a 2030, se incorpora un análisis de sensibilidad para explorar las inversiones rentables y obtener un parque de generación óptima, el resultado es la incorporación de 4,3 GW adicionales de energía fotovoltaica para llegar a un total de 5,5 GW. A manera de referencia la UPME asignó aproximadamente 7,5 GW de proyectos de generación, lo cual es producto de la capacidad máxima técnicamente factible.

#### *3.3.3.4. Barreras del sector eléctrico en el marco de la TEJ*

Existen dificultades en el sistema eléctrico, lo anterior queda en evidencia no solo porque gremios, entidades del sector y academia lo han manifestado sino a partir de la evidencia recogida en los 27 Diálogos Sociales Vinculantes y encuentros con los

gremios del sector minero-energético realizados para la construcción de esta hoja de ruta de la TEJ. Los puntos de vista que señalan barreras, retos y necesidades se presentan a continuación.

- Precios crecientes de generación:

Tal como se mostró en la figura 3.19, el costo de la energía eléctrica ha aumentado en los últimos años y el componente que más impacta en el costo unitario es la generación. En dicha gráfica se observa la correspondencia entre el costo unitario y el costo de la generación. Es por ello por lo que cobra sentido persistir en el esfuerzo del *Pacto por la Justicia Tarifaria* (figura 3.21), dado que tiene consecuencias directas e inmediatas sobre lo que pagan los consumidores.

Entre las razones que se aducen para el crecimiento en los precios de la generación está la expectativa de hidrología adversa, incrementos en los precios internacionales de combustibles, entre otros, con lo cual la estructura y eficiencia del mercado se pueden ver afectadas (Rojas Botero, 2016).

Los precios de generación en el mercado vienen presentando una tendencia al aumento, registrando dos picos en 2015 y 2020. Estos picos corresponden a *años Niño*, reflejando la alta dependencia del mercado a la generación hidráulica. La figura 3.28 muestra la evolución en el precio promedio en bolsa desde 2000. Entre 2021 y 2022 el precio aumentó un 30,46 %, mientras que entre 2022 y lo que va de 2023 el aumento ha sido del 38,35 %.

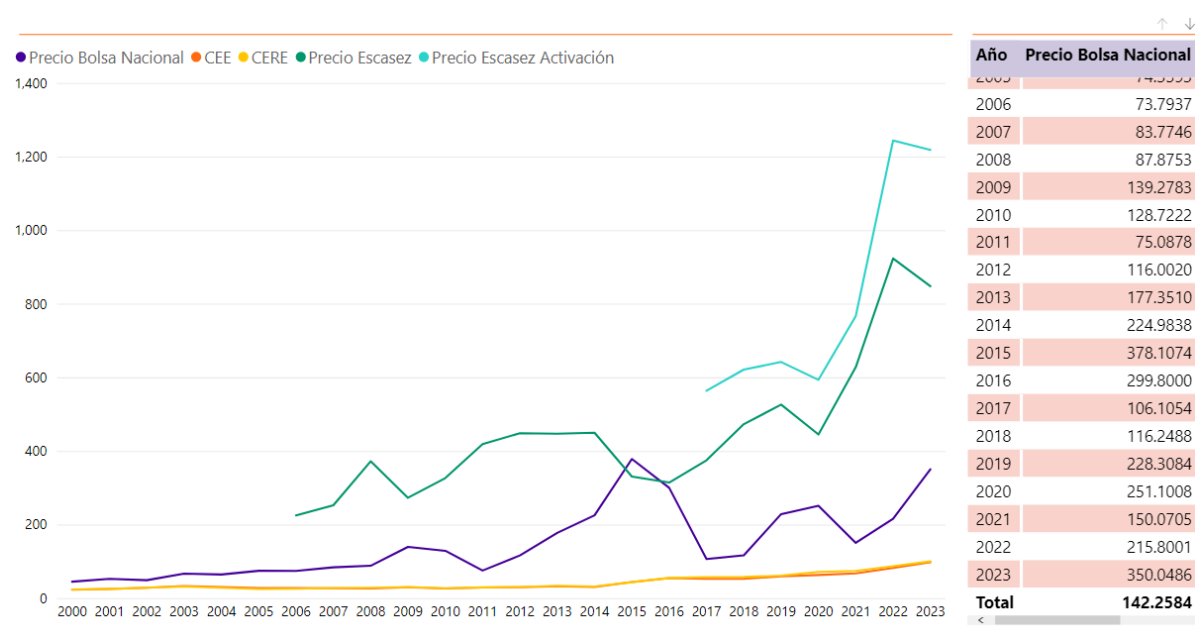


Figura 3.28. Evolución del precio promedio en bolsa (2000-2023)

Fuente: XM (2023e).

- Competencia reducida:

Tal como se mostró en la descripción del mercado de generación, tres agentes concentran la participación en el mercado (ver figura 3.29). Esta situación puede generar imperfecciones y una competencia reducida en el MEM. En relación con el costo de la energía, los estudios publicados en (Benavides *et al.*, 2018) y de EAFIT (Botero Rojas, 2016), señalan imperfecciones del mercado e indican la necesidad de hacer modificaciones para garantizar que el precio sea fijado por mérito, de acuerdo con las reglas del mercado y prevenir las posibilidades del uso de la competencia reducida con el fin de sacar partido en la fijación de precios (Botero Rojas, 2016).

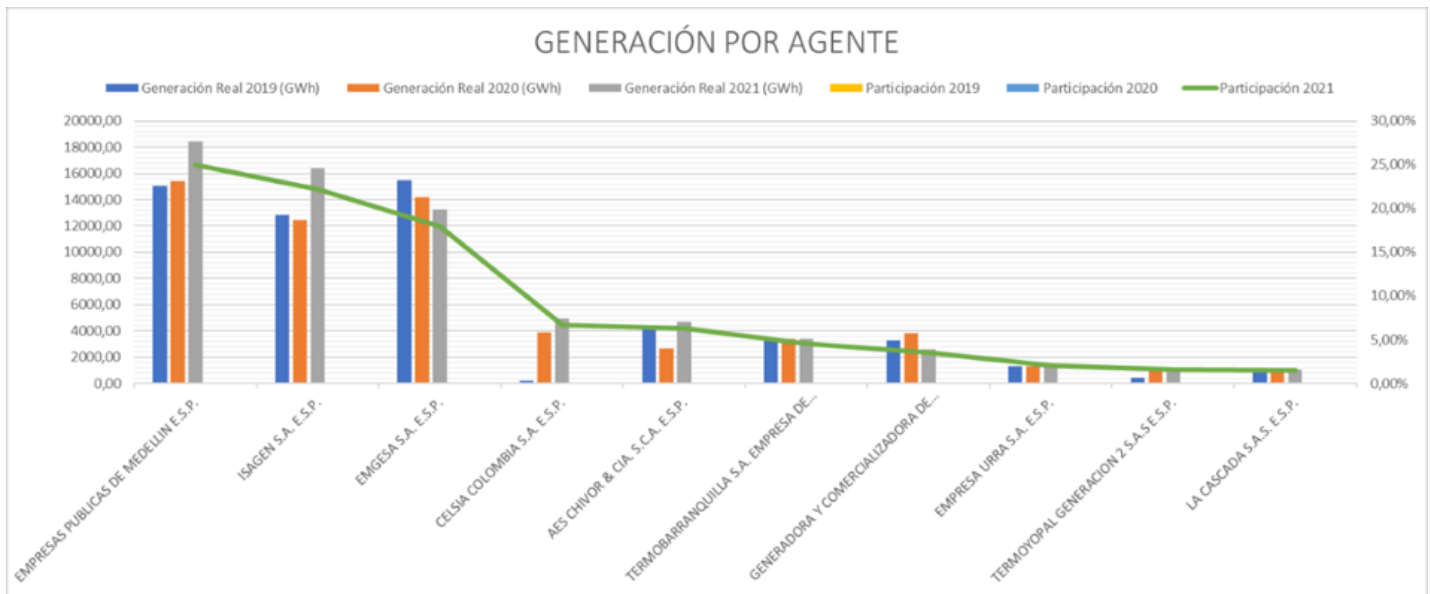


Figura 3.29. Generación por agente  
Fuente: elaboración propia con datos de XM (s. f.).

- Vulnerabilidad del sistema ante variación hidrológica por concentración tecnológica en grandes hidroeléctricas:

La figura 3.30 muestra la evolución de la capacidad neta desde 2000 a 2023 por combustible. Se observa la predominancia del recurso hídrico en los últimos 22 años. Esto hace el sistema vulnerable dadas las condiciones cada vez más variables de la hidrología (afluencias) en las centrales hidroeléctricas, debido al cambio climático, que hace cada vez más frecuentes e intensos fenómenos El Niño (Cai *et al.*, 2014) y La Niña (Cai *et al.*, 2015)

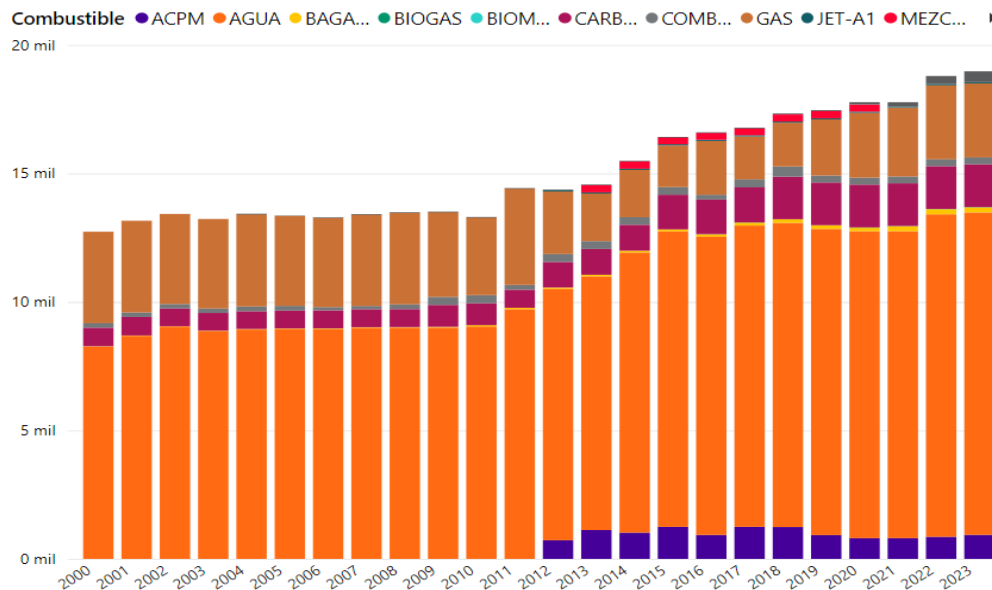


Figura 3.30. Evolución de la capacidad neta en MW  
Fuente: XM (2023d).

- Concentración del mercado mayorista

Como se mostró en la figura 3.10, sobre la participación por agente en el mercado de generación, la concentración en el mercado mayorista (generación-comercialización) conlleva el riesgo de la reducción de la competencia económica. Un agente, bien sea generador o comercializador puede ejercer una posición dominante abusiva. En el caso de la generación, la disminución de los precios por debajo del precio de equilibrio en condiciones de competencia puede reducir el número de agentes en el mercado o en caso mayor, generar una barrera de entrada al mismo. En los dos segmentos, generación y comercialización, se puede ejercer una posición dominante abusiva, ofreciendo a la contraparte condiciones transaccionales diferentes, entre uno y otro participante, que no obedecen al desarrollo normal del mercado y, por el contrario, buscan reducir la competencia o generar mayores barreras de entrada (Superintendencia Energía y Gas, 2022).

Finalmente, si bien Colombia tiene un mercado uninodal (mercado único), el ejercicio abusivo de una posición dominante puede en las diferentes regiones, reducir la competencia cuando la remuneración por la venta o prestación del servicio no corresponde a la estructura de costos de lo transado. En general, la posición dominante abusiva permite al agente que la ejerce mantener los precios artificialmente bajos o las condiciones discriminatorias por periodos relativamente

cortos para sacar del mercado a los competidores menores y acentuar las barreras de entrada.

- Falta de actualización de la regulación a la innovación (ingreso de FNCER):

La tendencia decreciente de los costos de las FNCER hace cada vez más competitivas dichas tecnologías. Las tendencias en almacenamiento y la generación distribuida, así como, el creciente desarrollo y uso de las tecnologías de información, sensores, inteligencia artificial, redes inteligentes, control distribuido, el surgimiento de plataformas y modelos peer-to-peer que eliminan la intermediación de los operadores de red, son algunos de los retos que afrontan los mercados del mundo, y para las cuales el enfoque actual y la regulación vigente no están preparadas. Desde 2018 ha ocurrido un relativo auge en el despliegue de FNCER, especialmente energía solar fotovoltaica. Sin embargo, sigue siendo muy limitado el papel de las FNCER, toda vez que representan una mínima porción de la capacidad instalada y de la electricidad.

#### *3.3.4 Retos del sector eléctrico en el marco de la TEJ*

Con la incorporación de FNCER a la matriz energética surgen retos en términos de flexibilidad del SIN. A ese respecto, el estudio sobre flexibilidad 2024-2027 de XM concluye, entre otras que: 1) la demanda es atendida en su totalidad en ese horizonte de estudio, 2) se observan vertimientos eólicos y solares en condiciones de baja demanda neta (menor a 4000 MW), 3) se requeriría a corto plazo nuevos elementos regulatorios y tecnológicos de coordinación operativa para mantener el balance entre la carga y la generación, 4) se observa un mayor uso de la infraestructura de transporte, con incrementos en las importaciones en el área oriental y suroccidental coincidentes con una mayor producción renovable, principalmente en el área caribe y 5) se requieren obras adicionales en la red de transmisión para transferir con seguridad y confiabilidad la capacidad de generación instalada en dicha área. Así mismo, los niveles de inercia y la capacidad de regulación primaria del sistema se reducen considerablemente producto del desplazamiento de generación síncrona por generación basada en inversores (XM, 2022).

En cuanto a la calidad del servicio de energía eléctrica, se evidencian mejoras potenciales, particularmente en la Zona Caribe, donde se dan los indicadores de calidad que muestran el menor desempeño (SAIDI-SAIFI). La entrada de nuevas capacidades de generación, así como de oportunidades de consumo eficiente de la energía eléctrica son habilitadores clave para mejorar la calidad del servicio.

Uno de los puntos focales de la TEJ es mejorar la prestación del servicio de energía eléctrica, así como de otros energéticos en la Zonas No Interconectadas (ZNIs). Si bien allí residen aproximadamente 508.000 usuarios, es decir una fracción pequeña de los usuarios del sistema interconectado nacional (SIN), se trata de personas que habitan más de la mitad del territorio de la nación. Además, existen aún más de 800.000 personas que continúan sin acceso a energía eléctrica limpia, asequible y confiable. De las personas que sí gozan de ese acceso en la ZNI, menos de la mitad cuenta con acceso 24 horas.

En las ZNI, el diésel representa el 85 % del recurso para la generación de electricidad con las dificultades que éste representa en emisiones, alto costo y el riesgo ambiental, debido a potenciales derrames.

Aun cuando la Ley 1715 de 2014 abrió la posibilidad a las FNCER hace casi 10 años, se evidencia que Colombia no ha logrado un despliegue exitoso. Esto se relaciona con retrasos y conflictos alrededor de los proyectos y barreras de distinta índole que hacen difícil la incorporación sustentable y justa de las FNCER.

No obstante, están dándose importantes cambios en la configuración, el tamaño, la ubicación y el acompañamiento a los proyectos de FNCER, de manera que se espera que, de ser exitosos todos los proyectos con asignaciones de conexión, para 2032 Colombia cuente con una matriz eléctrica de 42.737,36 MW compuesto por 15.076,7 MW hidráulica (35 %), 16.626,57 MW solar (39 %), 7024,67 MW térmica (17 %) y 4009,92 MW eólica (9 %).

Bajo las condiciones descritas, análisis como los realizados por XM (2022) sugieren que Colombia podría experimentar niveles de potencia máxima horaria atendida con renovables de por encima de 97 % en promedio a partir de 2030. En consecuencia, es necesario un estudio riguroso y un diálogo abierto para evaluar las alternativas de operación de las plantas térmicas que no cuenten con asignaciones de energía firme.

Es más, estudios como los de IRENA (2018) indican que Colombia podría tener un parque de generación 100 % renovable hacia 2030, con los niveles de inversión suficiente para aumentar la capacidad de generación, almacenamiento en los nodos Córdoba-Sucre y GCM, así como transmisión entre la región Caribe y la región Andina. Ante esta situación, Colombia tendría la oportunidad de explorar trayectorias de electrificación en distintos sectores de la economía como medida de aceleración de las políticas de descarbonización.

## 3.4. Contexto nacional de la industria de hidrocarburos

Tal como se presentó en el capítulo acerca de la situación internacional de los hidrocarburos, este sector determinante en la transición, no solo debido al compromiso global con las metas de mitigación del cambio climático, sino también por el comportamiento del mercado mundial ya que en las próximas décadas la demanda y los precios del petróleo sufrirán importantes variaciones. Este diagnóstico describe los distintos segmentos de la cadena de valor del sector, su situación en términos de oferta y demanda, los retos existentes y sus implicaciones de cara a la Transición energética Justa-TEJ.

### 3.4.1. *Upstream*

Históricamente, Colombia ha sido un país productor de hidrocarburos, que, durante las últimas décadas, ha tenido recursos suficientes, tanto de gas como de petróleo, para cubrir sus necesidades de demanda, e incluso, en el caso de los líquidos, contar, en su balance, con un excedente exportador, que ha resultado crítico en el balance fiscal nacional. Sin embargo, Colombia nunca ha sido un país que cuente con grandes recursos de hidrocarburos; mientras a nivel mundial ocupa el puesto 34 en términos de reservas (BP, 2021), en Latinoamérica, Colombia ocupa el quinto lugar (Salazar Castellanos, 2023). A continuación, se relaciona la situación del sector de hidrocarburos en el país, así como algunos de los retos de ciertos segmentos de su cadena de valor de cara a la Transición Energética Justa en Colombia.

#### 3.4.1.1. *Exploración*

Según la información reportadas por la ANH al 31 de diciembre de 2023 existen 302 contratos de exploración y producción en el país. De estos 302 han sido suscritos y administrados por la ANH que corresponden a Contratos E&E, E&P, TEA y Convenios de Exploración y/o Producción. De los contratos administrados por la ANH, 292 contratos son para hidrocarburos convencionales, y 10 contratos para yacimientos no convencionales con implementación de fracturamiento hidráulico horizontal multietapa. Es importante precisar que hay 37 contratos suspendidos y 6 contratos más suspendidos únicamente en la etapa de exploración y en ejecución en la etapa de producción, así mismo 46 contratos se encuentran en trámite de terminación.



Figura 3.31. Mapa de tierras de Colombia, con áreas de producción

Fuente: ANH, s. f.-a).

A 31 de diciembre de 2023, existen 80 contratos en ejecución en el periodo de exploración, los cuales tienen prevista la finalización de este periodo en el transcurso de los próximos años, hasta el año 2032 (ANH, 2023).

De acuerdo con la ANH (s. f.-b) en 2022 se perforaron en Colombia 68 pozos exploratorios y se adquirieron 1904 km de sísmica. Esto marca una tendencia al alza cuando se compara con 2020 y 2021. Según la ACP (2023), en 2022 la inversión en exploración alcanzó US\$ 1290 millones de dólares, lo que representa un incremento

del 250 % respecto a 2021. El 82 % de esta inversión corresponde a actividad en tierra, y los US\$240 millones restantes se invirtieron en actividad de perforación costa fuera. En la figura 3.32 se muestra la evolución de la actividad sísmica y la perforación de pozos exploratorios en las últimas dos décadas. Se puede observar una disminución significativa en la actividad exploratoria a partir de 2014, coincidiendo con la caída de los precios del petróleo a nivel internacional. No obstante, se ha registrado una recuperación en la perforación de pozos A2 - A3 (exploratorios) a partir de 2021. Según la ANH (s. f.-b), durante el año 2023 se han perforado en Colombia un total de 42 pozos exploratorios, superando la meta prevista para la vigencia en (2) pozos.

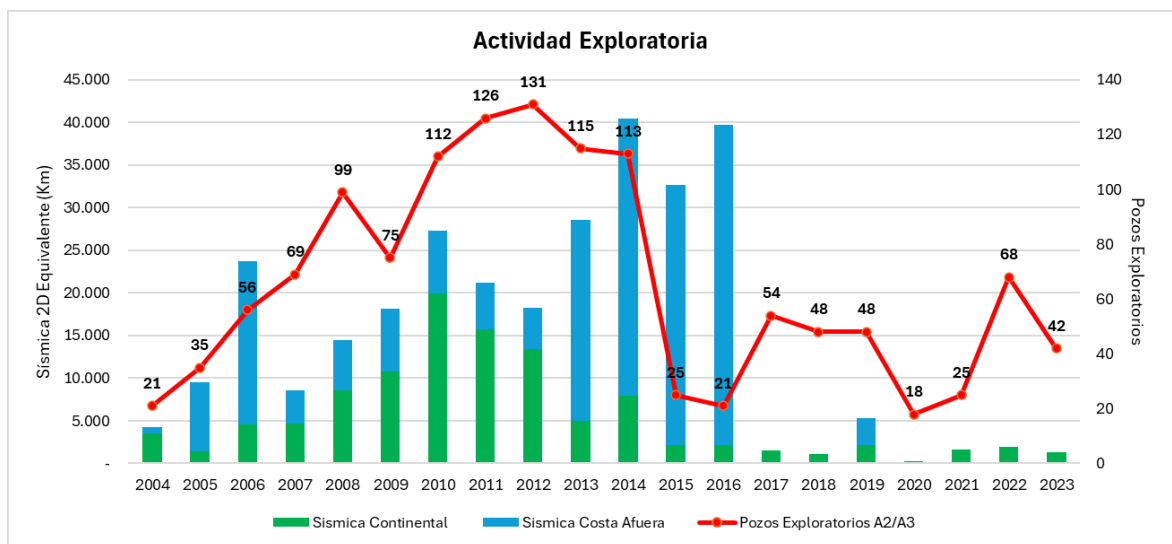


Figura 3.32. Resumen actividad exploratoria de 2003 a 2022

Fuente: ACP (2023).

Según la información reportada por la ANH, históricamente, el éxito de los pozos exploratorios del país en los últimos tres años está alrededor del 40 %. A pesar de este indicador, no se ha logrado encontrar grandes cantidades de petróleo en comparación con los hallazgos destacados en el pasado, como los campos de Caño Limón o Cusiana a finales del siglo XX (Gómez, 2023)

Sin embargo, hay un panorama alentador en términos de descubrimientos recientes en aguas costeras, lo cual podría significar la incorporación de valiosos recursos gasíferos para el país (Minenergía & ANH, 2022). Además, gracias a los contratos de exploración y producción vigentes, existen buenas posibilidades tanto de nuevos hallazgos como de aumentar la producción de hidrocarburos. Como es habitual, la viabilidad económica de estos descubrimientos dependerá de factores

geológicos, condiciones económicas y especialmente del precio internacional del petróleo, así como de la complejidad técnica asociada a su extracción y transporte.

### 3.4.1.2. Reservas y recursos

De acuerdo con el informe de reservas a 31 de diciembre de 2023, presentado por la ANH (2024), en términos con petróleo, Colombia cuenta con 2019 millones de barriles de reservas probadas 1P<sup>50</sup>, 644 millones de barriles de reservas probables P2<sup>51</sup>, y 552 millones de barriles de reservas posibles P3<sup>52</sup> (Figura 3.33). En cuanto a gas, el país cuenta con 2,82 terapiques cúbicos de gas de reservas probadas 1P, 0,65 terapiques cúbicos de gas en reservas P2, y 0,75 terapiques cúbicos de gas en reservas posibles P3 (figura 3.33).

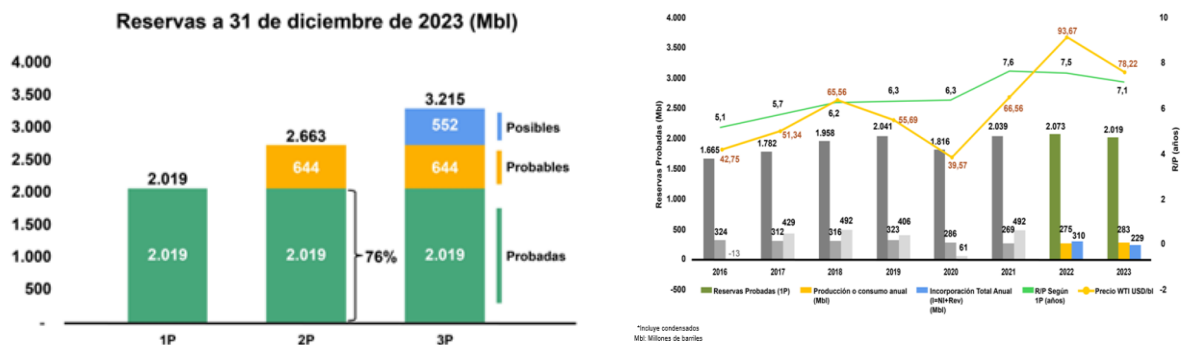


Figura 3.33. Evolución de las reservas probadas de petróleo y factor R/P. Fuente: ANH (2024)

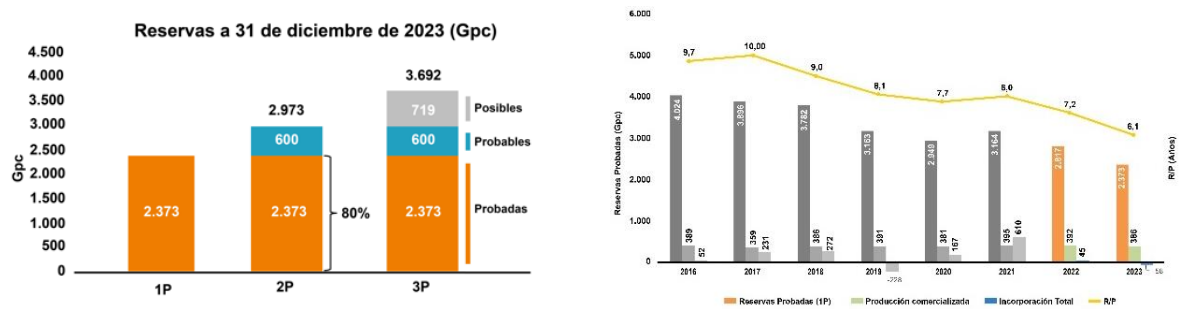


Figura 3.34. Resumen de reservas de gas natural  
Fuente: ANH (2024)

<sup>50</sup> P1 = 1P. Reservas probadas. Volúmenes de reservas probables con 90 % de probabilidad de ser producidas.

<sup>51</sup> Reservas probables

<sup>52</sup> P3: Reservas posibles

En la figura 3.35 se observa como en 2016, por ejemplo, la relación R/P para crudo en Colombia, era de 5,1 años, pero cinco años más tarde, en 2021, esta era de 7,6 años. Esta relación es dinámica debido al cambio continuo o bien en el volumen de reservas 1P por adición o disminución del recurso, por cambios en el precio internacional del crudo, o por cambios en los niveles de producción.

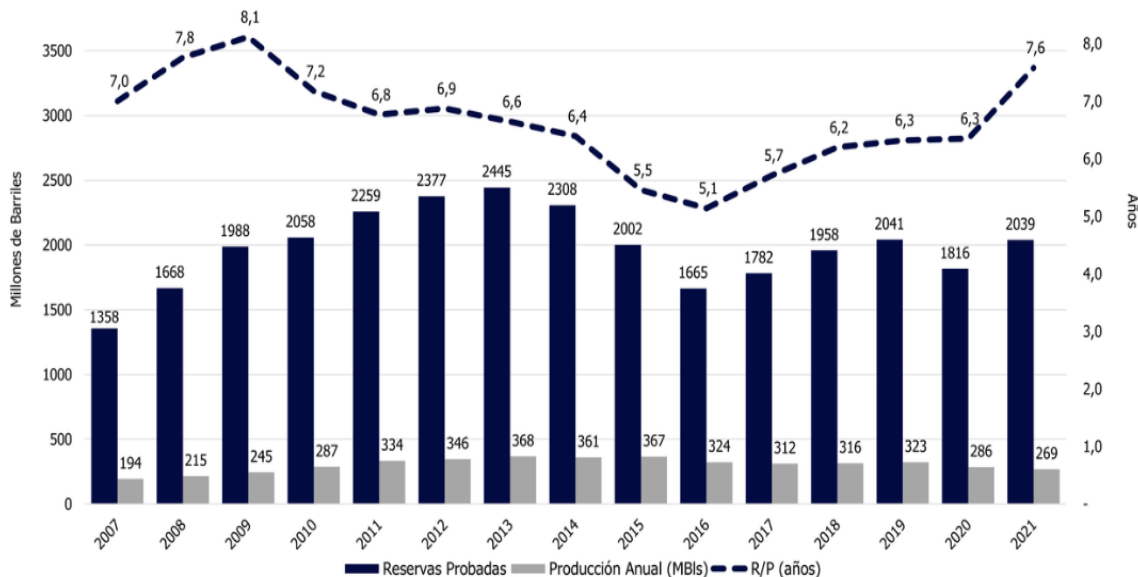


Figura 3.35. Relación reservas/producción y producción anual de petróleo en Colombia 2007-2021

Fuente: ANH, s. f.-b).

### 3.4.1.3. Producción de petróleo y gas

Según la ANH (s. f.-b), en el año 2023 se produjeron en Colombia 771.151 barriles de petróleo por día en promedio (figura 3.36). Cerca de 545.000 barriles diarios (70%) de la producción nacional provienen de los departamentos del Meta y Casanare. La producción de petróleo en el país es principalmente de crudo pesado, 52% del total (< 15° API), y 48% (< 21° API). Según ANH (s. f.-b) existe una fuerte concentración geográfica en la producción de hidrocarburos, toda vez que más de la mitad del crudo proviene de tan solo 10 campos petroleros, mientras que 83,97 % de la producción de gas proviene de otros 10 campos.

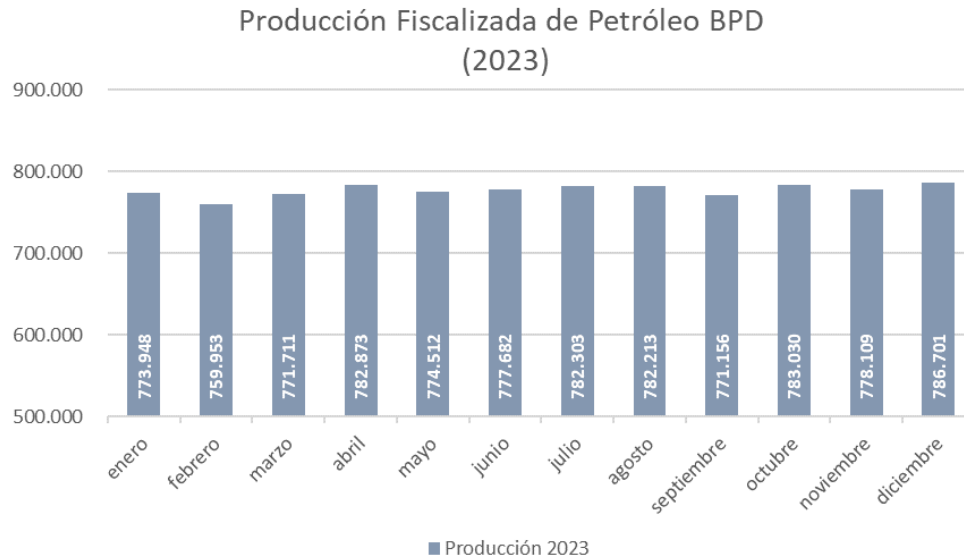


Figura 3.36. Producción de petróleo en Colombia 12/2022-06/2023

Fuente: ANH (s. f.-b).

En Colombia operan 47 compañías de petróleo y gas, que son las responsables de la producción actual del país. Sin embargo, la más importante es Ecopetrol, dado que es responsable de la producción de más del 60 % del petróleo y más del 70 % del gas extraído en Colombia (ANH, 2023). Para una mirada del desarrollo histórico de la explotación petrolera, cifras de la UPME (2022a) muestran cómo en cuestión de 40 años Colombia pasó de extraer aproximadamente 124 kb/d de petróleo en promedio en 1980, pasando por un pico en 2012 de más de 947 kb/d, y llegando a 736 kb/d en 2021. En 2022, la extracción de petróleo fue de aproximadamente 754.320 b/d (ANH, s. f.-b).

De acuerdo con cifras de la UPME (2022b), en el periodo 2006 a 2021, se exportó un 60,52 % de la extracción primaria petróleo y las transferencias. Casi la totalidad del petróleo restante en el mismo periodo (39,07 %) fue destinado a procesos de refinación. En 2021, los principales destinos de exportación de petróleo crudo colombiano fueron Estados Unidos, Panamá, China e India, que representaron un 87,7% del valor del crudo exportado ese año (OEC, 2021). La concentración en 2014, año a partir del cual se nota una tendencia decreciente. Esta composición de los mercados de destino limitado a pocos países de las exportaciones de petróleo del país, representan un riesgo, considerando las políticas de transición energética y descarbonización establecidas por los diferentes gobiernos, así como las variaciones del mercado internacional del petróleo.

En cuanto a gas natural, los datos de la UPME (2022a) muestran que en 1980 el volumen fiscalizado fue en promedio 293 Mpc/d y en 2009 se llegó a un pico de 1184 Mpc/d en promedio. Por otra parte, y según las cifras reportadas por la ANH, el gas comercializado entre 2015 y 2023 han oscilado entre 980 y 1080 Mpc/d. Según la misma fuente, producción nacional comercializada en 2022 fue de 1058 Mpc/d en promedio.

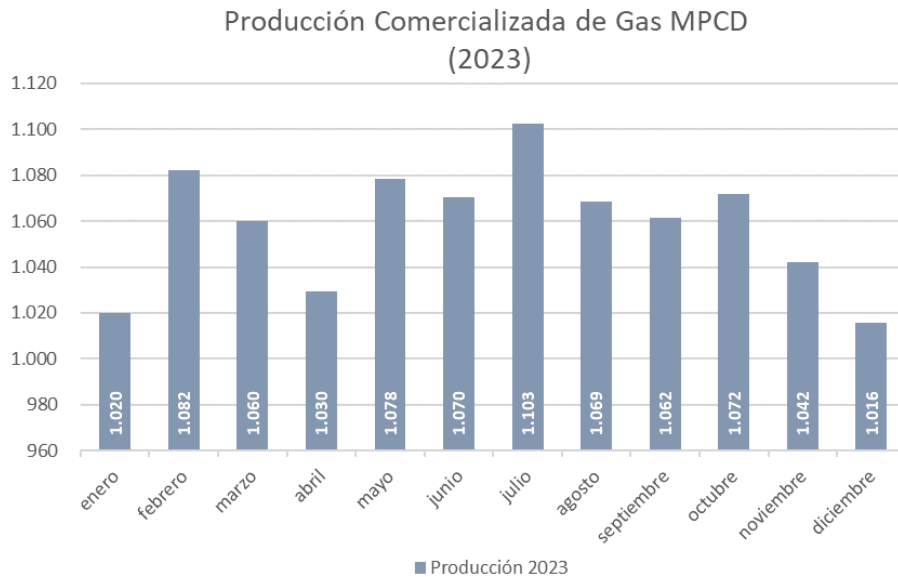


Figura 3.37. Producción comercializada de gas en Colombia a mayo de 2023  
Fuente: ANH (s. f.-b).

A diferencia del petróleo, en lo que respecta al gas, Colombia no es país exportador, pero su producción, en general, cubre la demanda nacional. Eventualmente, debido a la necesidad de generación de energía eléctrica en el sector norte del país, se ha tenido que recurrir a importaciones menores de gas natural licuado (GNL). En 2022 se importaron en promedio 3,41 Mpcgd, lo que representa el 0,3 % de la producción comercializada (1071 Mpcgd). El gas en Colombia es importado por medio de la terminal de regasificación de gas natural licuado SPEC-LNG de Cartagena, principalmente para dar soporte a las plantas de generación de energía eléctrica (SPEC LNG, 2023).

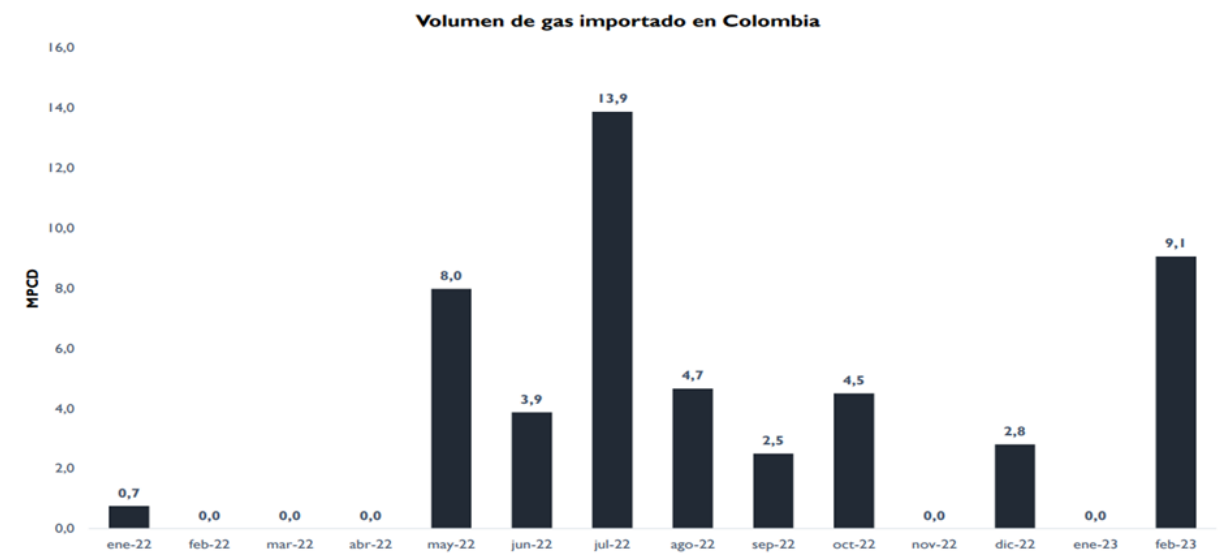


Figura 3.38. Volumen de gas importado en Colombia

Fuente: Campetrol (2023).

Los costos de producción en Colombia (breakeven) pueden superar los 40 dólares por barril en promedio (Manley & Heller, 2021)<sup>53</sup>, debido en parte a la naturaleza geoquímica de su crudo con bajos grados API, que castigan su precio, son comparativamente altos respecto a países del Medio Este, cuyo costo llega a entre 10 y 15 dólares por barril en promedio. En el subcontinente americano. Sin embargo, el breakeven del crudo colombiano está en un mismo rango que el costo de producción promedio en USA y en Brasil, por ejemplo, que ronda los 40 a 60 dólares por barril (EIA, 2020). Por esta razón, Colombia no se ubica entre los países más competitivos en el mercado internacional del petróleo.

#### *3.4.2. Transporte de petróleo, combustibles líquidos y gas natural (midstream)*

El país cuenta con red de oleoductos, gasoductos y poliductos cuya longitud se aproxima a 9456 km (UPME, 2021c). De ellos, más 2925 km corresponden a oleoductos, que pueden transportar cerca de 1,3 millones de barriles al día, más de 2961 km de gasoductos, y 3570 kilómetros de corresponden a poliductos con una capacidad para transportar refinados como nafta y combustibles es de aproximadamente 336.000 barriles al día (UPME, 2021c).

<sup>53</sup> Esta cifra se refiere al promedio de *breakeven* de Ecopetrol en 2020. La fuente toma las cifras de Rystad Energy. Sin embargo, debe tomarse de manera ilustrativa, considerando que este indicador cambia todo el tiempo y puede haber variaciones entre los campos o las empresas productoras.

- Transporte por oleoductos:

Gran parte del sistema de oleoductos converge en la estación Vasconia, en el centro del país y desde allí, es posible desviar producto hacia la refinería de Barrancabermeja o hacia el puerto exportador de Coveñas.

Como se puede apreciar en la figura 3.39, la red de transporte de crudo del país no evidencia altos niveles de redundancia, lo que puede representar una vulnerabilidad para el sistema de transporte (ACP, 2021, 2023). Además, se puede apreciar que el oleoducto Transandino, que conecta los campos en Putumayo con el puerto en Tumaco, está desconectado del resto de la red, razón por la que es virtualmente imposible destinar el crudo producido en esa zona del país a la refinación doméstica.

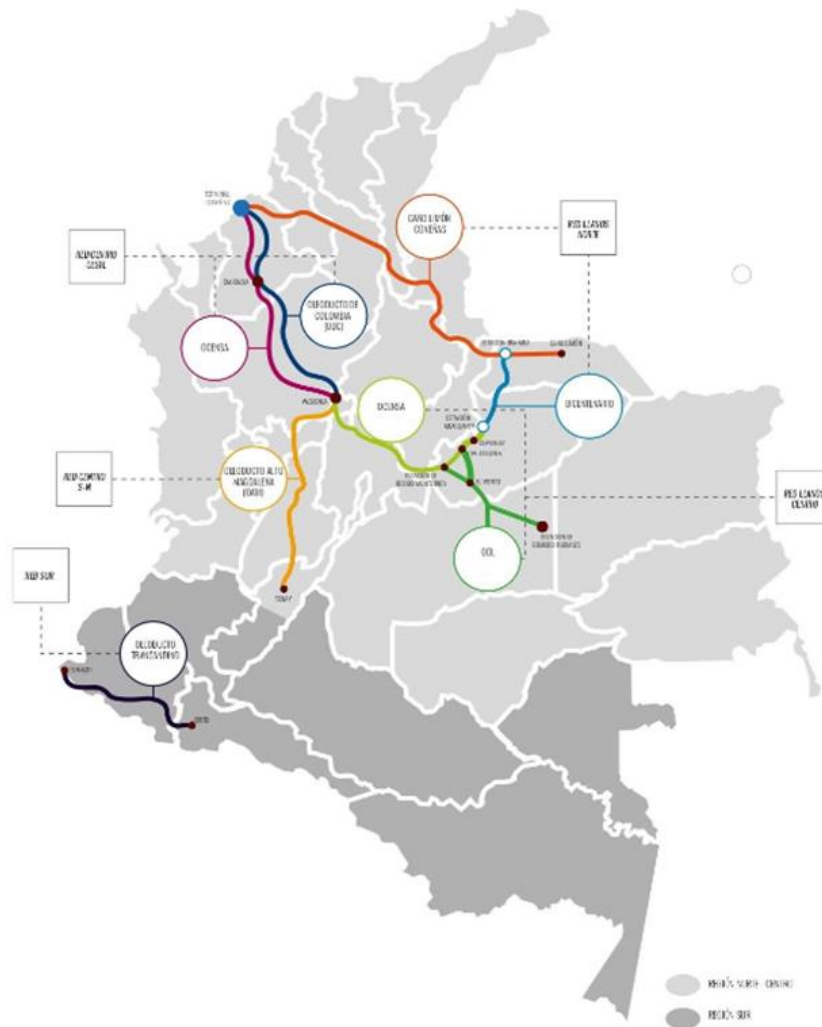


Figura 3.39. Redes de oleoductos en Colombia  
Fuente: Minenergía (2023c).

Por otra parte, como resultado del análisis de indisponibilidad publicado por la UPME (2022b), que tiene como objetivo los análisis de confiabilidad, a continuación, se presentan los factores de indisponibilidad para los tramos de transporte de la red de oleoductos. Tales factores implican el tiempo que estaría el elemento fuera de operación en términos estadísticos.

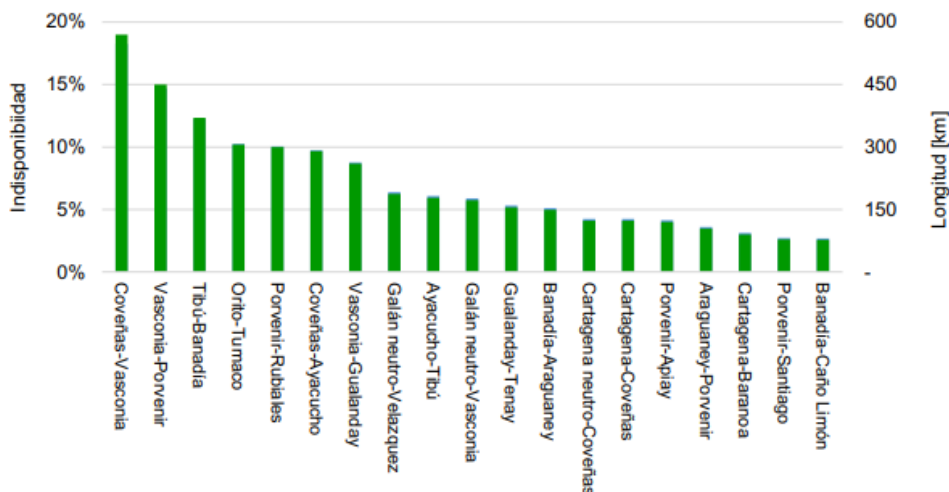


Figura 3.40. Magnitudes de indisponibilidad de oleoductos  
Fuente: UPME (2022a).

Los oleoductos de mayor indisponibilidad son Coveñas-Vasconia, Vasconia-Porvenir, Tibú Banadía, Orito-Tumaco y Porvenir-Rubiales, con longitudes superiores a los 300km y niveles de indisponibilidad superiores al 10 % (figura 3.40).

La infraestructura de oleoductos que ya se encuentra desarrollada podría verse en subutilizada en la medida en que los campos de producción reduzcan los volúmenes ofertados y no se incorporen más reservas en esas mismas áreas. Esto podría representar una oportunidad para que los oleoductos sean reacondicionados para transportar otros fluidos, y así garantizar el aprovechamiento eficiente de la infraestructura existente.

- Transporte de combustibles líquidos:

El país cuenta con una amplia y bien desarrollada red de transporte de productos refinados para abastecer los principales centros de consumo. Esta red incluye ductos para Gasolina, Diésel, GLP y Nafta, como se puede ver en la figura 3.41. En el transporte de productos refinados, las redes operan de manera eficiente y simultánea, moviendo dos o más productos diferentes con separación física en la modalidad conocida como "baches". El sistema de poliductos en Colombia está principalmente a

cargo de Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S. A. S., una subsidiaria de Ecopetrol S. A. Esta red radial conecta desde la estación de Pozos Colorados hasta diversas estaciones finales, como Buenaventura, Neiva y Puente Aranda en Bogotá. Solo una línea pertenece a terceros y transporta productos refinados entre Medellín y Rionegro.

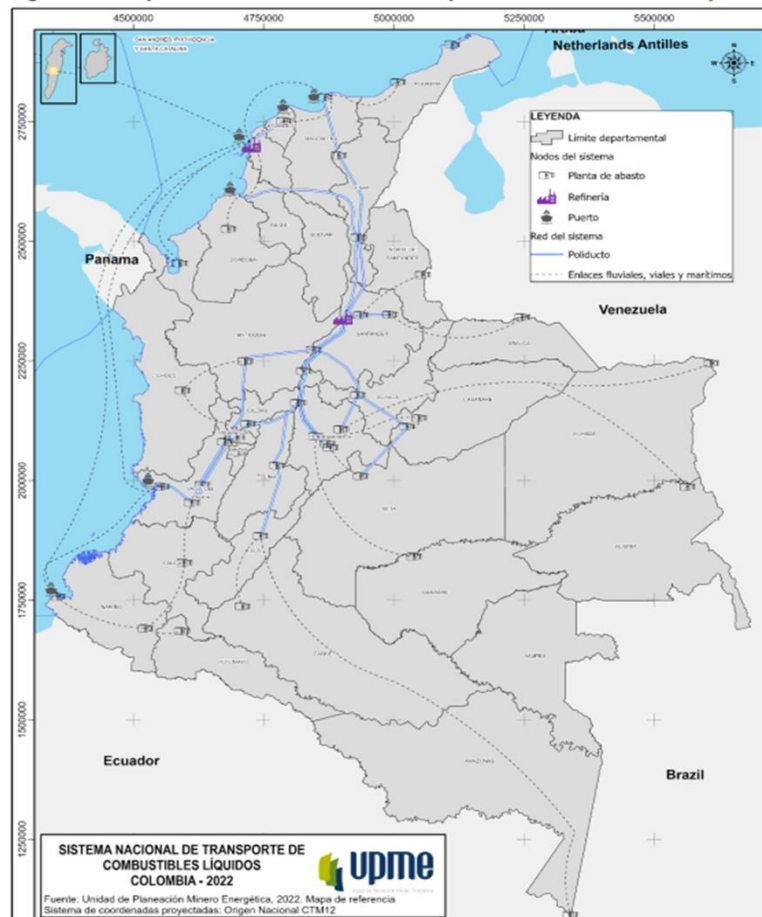


Figura 3.41: Sistema Nacional de Transporte de Combustibles  
Fuente: UPME (2022a).

En la figura 3.41 muestra cómo la infraestructura existente para el transporte de refinados está distribuida geográficamente en una porción limitada del territorio nacional. Esto obliga a que el resto del suministro de combustibles tenga que darse por otros medios, que incluyen transporte por vía terrestre y fluvial. Debido a estas circunstancias, los costos de transporte de los combustibles son susceptibles a alzas e interrupciones, especialmente en el sector sur del país.

- Transporte terrestre de combustibles:

Es la actividad logística de mayor uso y es el único medio que puede entregar combustible directamente a su punto de destino en muchos sectores del país. Moviliza combustible entre grandes centros de acopio y los mercados a través de estaciones de servicio, donde se entrega el producto a usuario final.

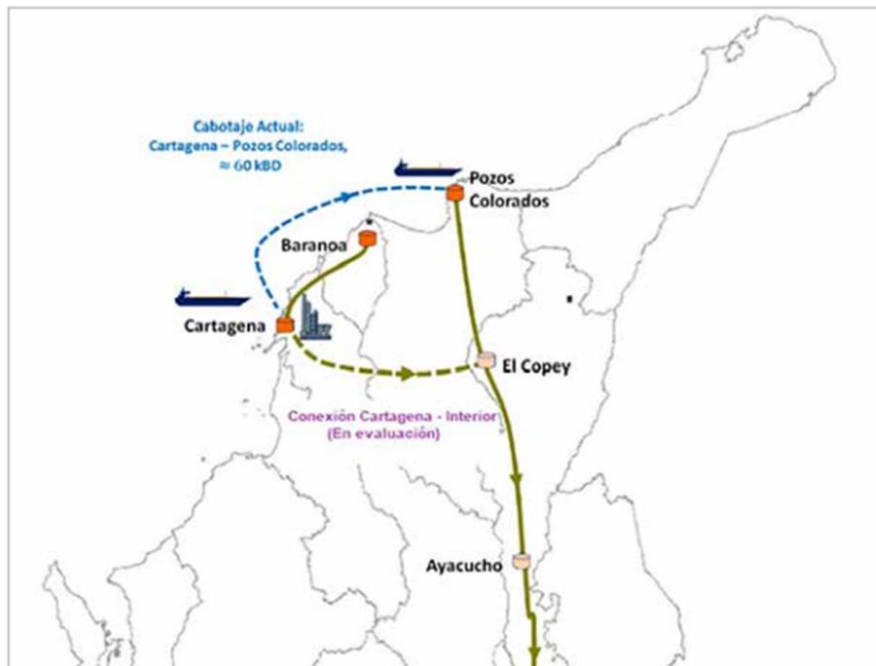


Figura 3.42. Cabotaje Cartagena-Pozos Colorados actual y conexión Cartagena-sistema de transporte  
Fuente: UPME (2021b).

La Refinería de Cartagena abastece principalmente el mercado de la Costa Atlántica, y con sus excedentes, también abastece el mercado del interior. El flujo de estos excedentes se ilustra en la figura 3.42. Para ingresar al país, se lleva a cabo una operación de cabotaje entre los terminales de Cartagena y Pozos Colorados en Santa Marta, Magdalena.

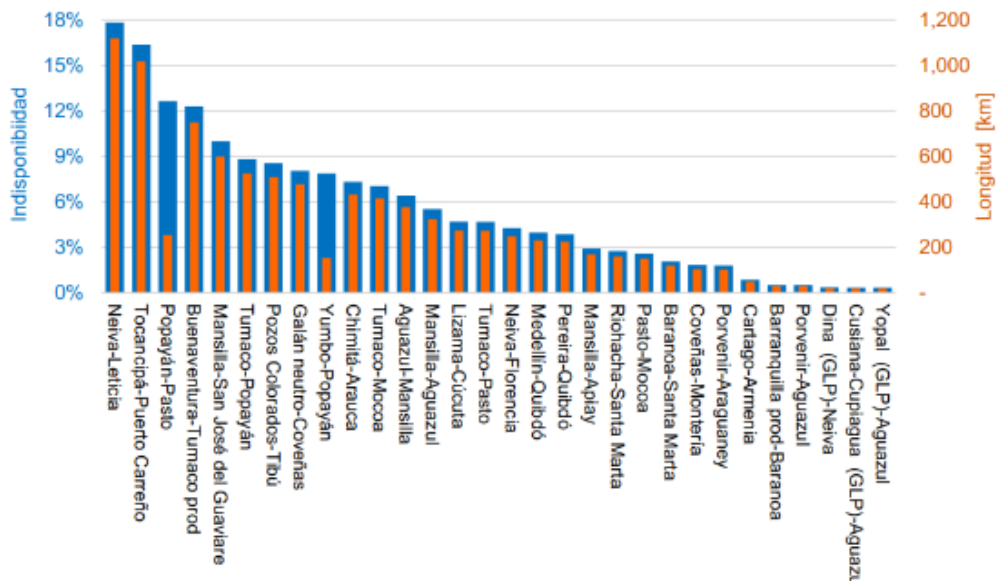


Figura 3.43. Magnitudes de indisponibilidades en tramos transporte carretero y cabotaje  
Fuente: UPME (2022a).

Un asunto importante para el transporte carretero, la muy alta relación indisponibilidad-longitud no es de los tramos Popayán-Pasto y Yumbo-Popayán, que cuentan con una sola vía de acceso y, por lo tanto, altamente susceptibles a interrupción del servicio en caso de cierre de la Vía Panamericana, por factores naturales o de orden público

- Transporte de gas natural:

En cuanto al transporte de gas natural, este se transporta desde las zonas de producción hasta las zonas de consumo por medio del Sistema Nacional de Transporte (SNT) (figura 3.44).

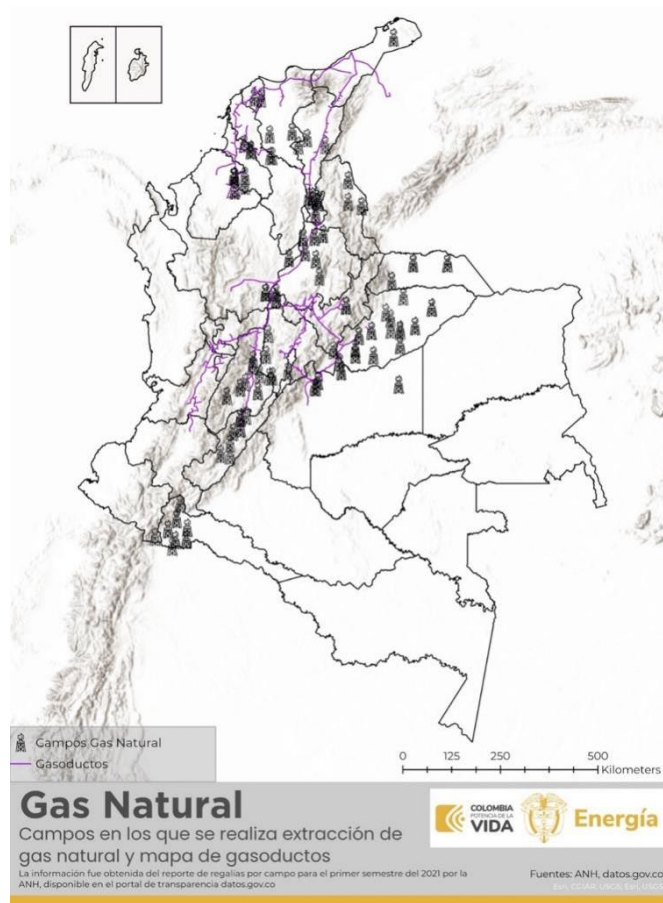


Figura 3.44. Mapa de gasoductos en Colombia

Fuente: elaboración propia con datos de ANH (s. f.-b); Promigas (2023); TGI (2023).

La figura 3.44 muestra la distribución geográfica del sistema de transporte de gas en el centro y norte del país, y su limitado nivel de redundancia operativa. Este sistema es complementado por los sistemas de distribución que existen en los centros urbanos de consumo.

Los nuevos proyectos de producción y transporte de gas demandarán cuantiosas inversiones en costos de capital y de operación, y requieren periodos largos de amortización, que pueden llegar, incluso, a exceder 2 o 3 décadas. Una vez tomada la decisión final de inversión sobre este tipo de proyectos, podría resultar inconveniente y riesgoso alterar el curso de su desarrollo, debido a altos costos monetarios o el impacto jurídico que se podría generar. Esta realidad implica que es importante identificar y gestionar las responsabilidades que conllevan decisiones en este tipo de inversiones, por cuanto requieren compromisos contractuales estables, basados en políticas públicas de largo plazo que deben analizarse considerando las políticas de transición energética justa.

### *3.4.3. Downstream*

#### *3.4.3.1. Refinación*

Como lo presenta la UPME (2021c), Colombia cuenta con dos grandes refinerías propiedad de Ecopetrol S. A. y tres refinerías más pequeñas en diferentes áreas del país. La refinería de Barrancabermeja, situada en el Magdalena Medio, es la de mayor capacidad de transformación de crudo y petroquímica, procesando alrededor de 225,000 barriles por día (kBb/d) de crudos livianos y ligeros, siendo la principal fuente de producción de combustibles líquidos en el país, satisfaciendo aproximadamente el 59.6% de la demanda nacional. En 2021, Barrancabermeja produjo el 60.3% de la gasolina necesaria, el 57.8% del diésel, el 64% de la demanda nacional de jet y el 70% de los productos petroquímicos (UPME, 2021b).

La refinería está diseñada para procesar crudos livianos y ligeros, con un nivel de conversión medio que alcanza aproximadamente el 76%. Sin embargo, esta limitación tecnológica restringe el procesamiento de crudos pesados, que son los más abundantes en el país. Como resultado, no se puede obtener la máxima cantidad de combustible y otros productos de mayor valor agregado.

En su plan de inversiones 2021-2023, Ecopetrol (2021) está en proceso de implementar proyectos que involucran inversiones equivalentes a 2,7 billones de pesos e incluyen la actualización tecnológica de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR), la renovación de colectores para mejorar la confiabilidad del sistema de segregación de aguas, el proyecto de control de emisiones SO<sub>x</sub> de las plantas de azufre, así como la actualización y ampliación de la unidad de Hidrocracking Moderada (HCM), que permitirá cumplir con la meta de suministrar gasolina de 30 partes por millón de azufre (ppm) en 2025 y de 10 ppm en 2030. Respecto a la refinería de Barrancabermeja es importante considerar que, debido su tecnología actual, así como su diseño previsto para crudos livianos, se puede esperar que se deba mantener el ritmo de inversiones en materia de mantenimiento y modernización, de manera que este activo pueda continuar cumpliendo su función de satisfacer parte sustancial de la demanda nacional de combustibles líquidos. De cara a la Transición Energética Justa, activos de esta importancia deben revisar diferentes inversiones en nuevas actividades, modernizaciones, entre otros, debido a posibles cambios en los consumos de combustibles líquidos, disponibilidad de crudos o estándares ambientales.

La refinería de Cartagena es la segunda más grande de Colombia y cuenta con infraestructura portuaria para el cargue y descargue de productos internacionales.

Tras su expansión y modernización, su capacidad de procesamiento aumentó a 165,000 barriles por día (b/d), permitiendo el procesamiento de crudos pesados con alto contenido de azufre. Durante el primer semestre de 2021, la carga promedio fue de aproximadamente 150,000 b/d, con rendimientos típicos de 1% de GLP, 19% de gasolina, 7% de jet y 52% de diésel (UPME, 2021c).

Además de las principales refinerías, Colombia cuenta con otras instalaciones como las de Apiay, Orito e Hidrocasanare, que son pequeños complejos de procesamiento con una capacidad total de 15.3 kb/d. Estas plantas refinan y producen asfalto, diésel, GLP, nafta y destilados medios. Mientras que las dos primeras plantas son propiedad de Ecopetrol S. A., la tercera pertenece a un grupo inversionista y tiene una menor cantidad de procesos en comparación con las dos primeras.

Actualmente, la capacidad nacional de producción de combustible líquidos excede en volumen a la demanda en algunos de estos productos como el diésel (figura 3.49). Por esta razón, los refinados del petróleo también figuran dentro de la canasta exportadora con un 5,03 % del total en 2021. Sin embargo, a pesar de esto, se requiere la importación de gasolina de alto octanaje (figura 3.48), *jet* (figura 3.50) y diésel de alta calidad, para abastecer la demanda y mejorar la calidad que exige la normatividad colombiana.

La importación de combustible puede ser atenuada considerando varias alternativas, entre las cuales se encuentran la disminución de la demanda interna de combustibles en el marco de las políticas de descarbonización del país, aumentar el porcentaje de mezcla de los biocombustibles, o aumentar la producción y capacidad de refinación interna. En caso de que se materialice esta disminución de la demanda, principalmente de gasolina y diésel, podría impactarse la infraestructura de la cadena de valor del combustible, especialmente en la distribución minorista. Este será uno de los retos de la transición energética justa.

La importación y exportación de crudo y combustibles líquidos se hace a través de Cartagena y la terminal en Pozos Colorados, en Santa Marta (UPME, 2021c).

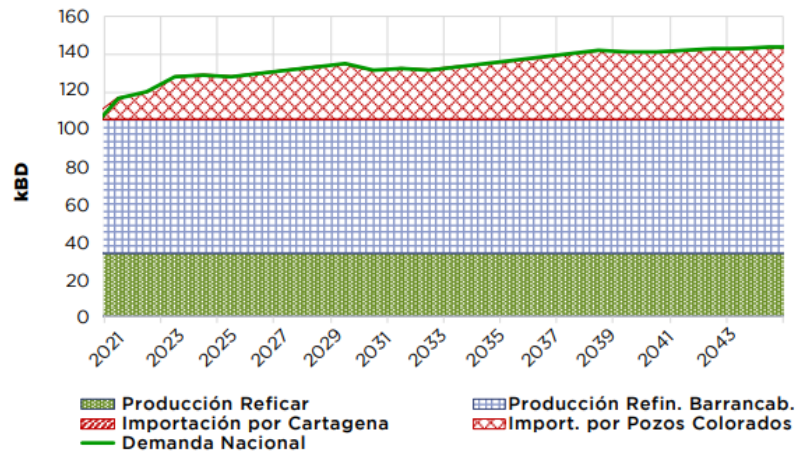


Figura 3.45. Balance nacional proyectado para la gasolina (incluye extra)  
Fuente: UPME (2022a, p. 54).

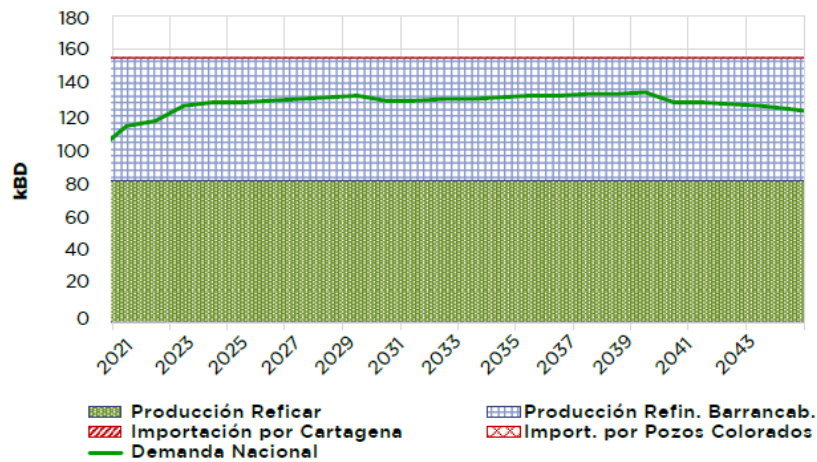


Figura 3.46. Balance nacional proyectado para el diésel  
Fuente: UPME (2021b, p. 55).

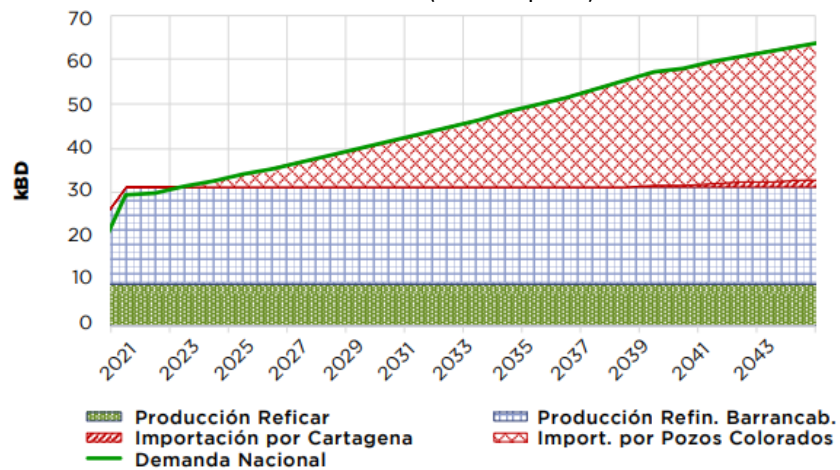


Figura 3.47. Balance nacional proyectado para el jet fuel  
Fuente: UPME (2021b, p. 55).

### 3.4.3.2. Distribución

En la figura 3.48, se presenta el modelo operativo de la cadena de distribución de combustibles líquidos en el país, donde se ilustran las interrelaciones existentes entre cada uno de los agentes que la conforman.

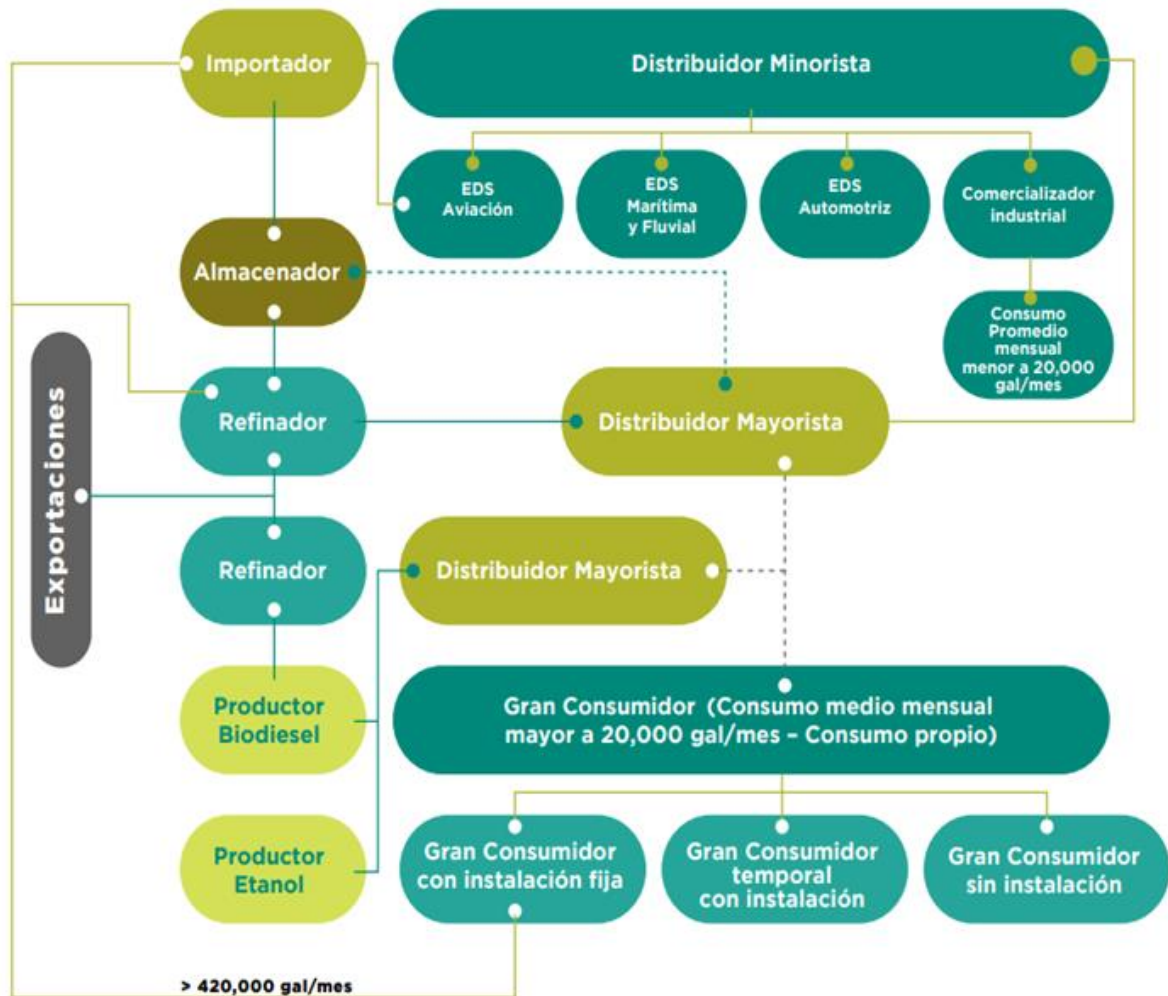


Figura 3.48. Modelos operativos de la cadena de distribución de combustibles  
Fuente: UPME (2021b, p. 32).

Una información de particular importancia en materia de política de combustibles tiene que ver con la formación de los precios de venta al público. Como se puede apreciar en la figura 3.49, esta se ve afectada por tres rubros: el rubro de remuneración del “líquido” (que cubre los ingresos del productor, sea refinador o importador), el de logística (que remunera a poliductos y otros agentes transportadores) y el de distribución minorista (que remunera por ejemplo a las estaciones de servicio).



Figura 3.49. Composición del precio de venta al público de gasolina y diésel en 13 ciudades de Colombia (corte mayo 2023) y segmentos que afectan la formación de ese precio  
Fuente: Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos

- Puertos de exportación de crudo e importación de refinados:

La infraestructura portuaria de Colombia incluye puertos marítimos tanto en el Pacífico como en el Caribe. En el Pacífico se encuentran los puertos de Tumaco y Buenaventura, mientras que en el Caribe están los terminales de Coveñas, Cartagena, Barranquilla, Santa Marta, Puerto Bolívar y San Andrés. Tumaco y Coveñas son los puertos más importantes para la exportación e importación de crudo.

Cartagena se destaca por sus operaciones de carga y descarga de productos refinados, además de algunos crudos. En Santa Marta, el terminal de Pozos Colorados recibe combustibles líquidos y naftas del mercado internacional, los cuales luego son transportados al interior del país mediante poliducto y carrotanque. Por otro lado, Puerto Bolívar en Guajira recibe productos refinados para la operación del Complejo Cerrejón.

En la región del Pacífico, el puerto de Buenaventura es el de mayor volumen de carga en el país. Allí se reciben productos refinados a través de un terminal que abastece parte de la demanda en el suroccidente colombiano. También, desde Buenaventura, hay capacidad para exportar crudo e importar derivados.

- Biocombustibles:

En la actualidad hay 16 plantas productoras de biodiésel y 7 ingenios para la producción de etanol anhidro.

- Oferta de biodiesel y alcohol carburante para mezcla:

La demanda de etanol como componente oxigenante varía directamente con el comportamiento de la demanda de la gasolina motor corriente y extra fósil, siendo que, al aumentar la demanda de gasolina, aumenta directamente la demanda de

etanol. Así mismo, el porcentaje de mezcla de este biocombustible depende en gran medida a su vez de la proyección de oferta de inventarios por parte de los productores nacionales de etanol, de los importadores y del análisis de esta información con la información histórica del sistema de información de combustibles. Dichos inventarios de etanol anhidro pueden variar por las condiciones de operación de las plantas y del mercado del azúcar (figura 3.53).

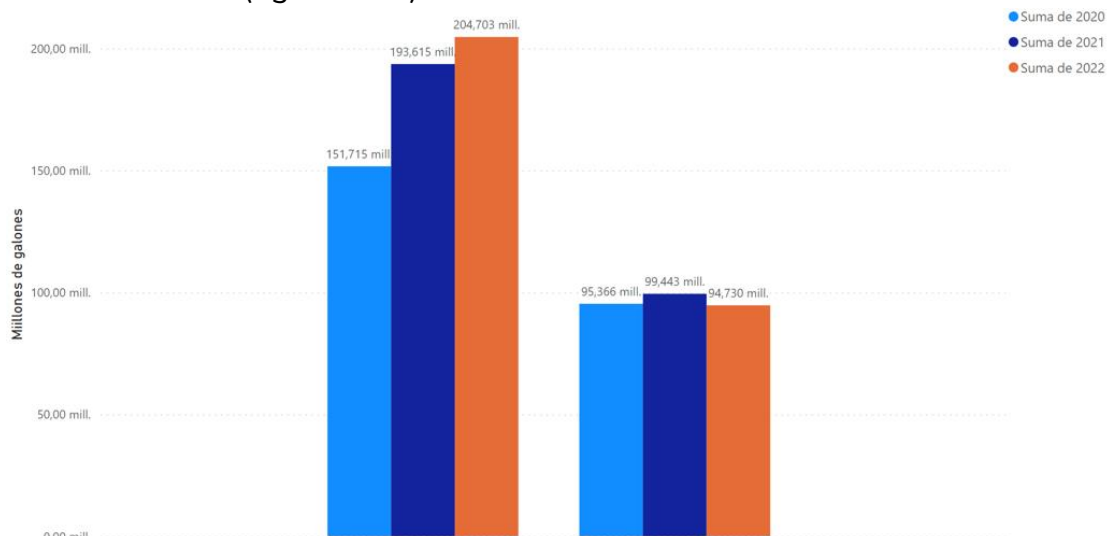


Figura 3.50. Oferta de biodiésel y alcohol carburante 2020-2022

Fuente: Minenergía (2023a).

Por otra parte, de acuerdo con el histórico ha habido una disminución drástica en importaciones de etanol (figura 3.54). El contenido de etanol de las gasolinhas oxigenadas bajó del 10 % normativo y ahora por regulación entre el 0 % y el 7 %, en función de la producción nacional.

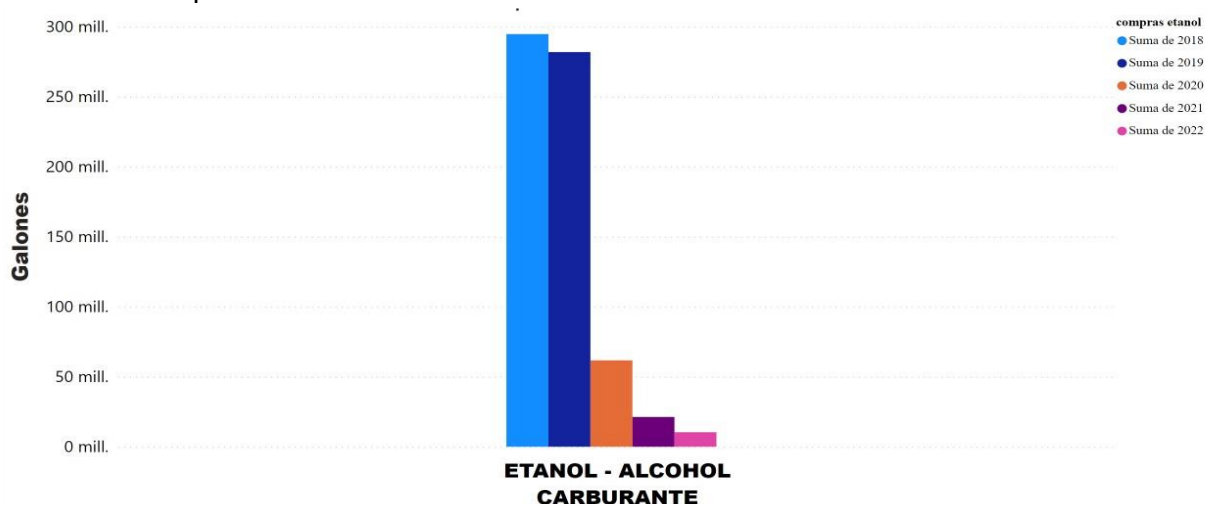


Figura 3.51. Importación de alcohol carburante 2018-2022

Fuente: Minenergía (2023a).

Por otra parte, de acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía, después de Indonesia, Colombia se ubica como el segundo país en el mundo con la política de porcentajes de biodiésel más alto, lo que ayuda a reducir sus emisiones y cumplir con sus compromisos internacionales en materia ambiental (MADS, 2021). A diferencia del alcohol, la producción de biodiésel ha sido suficiente para abastecer el mercado nacional en proporción del 10 % de biodiésel.

- Distribuidores mayoristas:

La dinámica de comercialización mayorista de combustibles indica que durante 2022 el diésel (ACPM), las gasolinas con sus respectivas mezclas y el *jet*, fueron las fuentes de mayor consumo y en conjunto sumaron algo más del 80 % del total (figura 3.52).

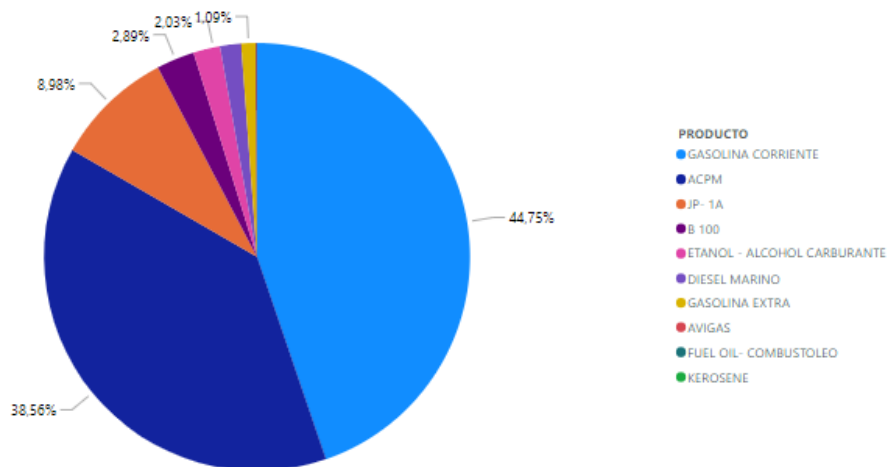


Figura 3.52. Compra de combustible en mercado mayorista por producto 2022  
Fuente: Minenergía (2023a).

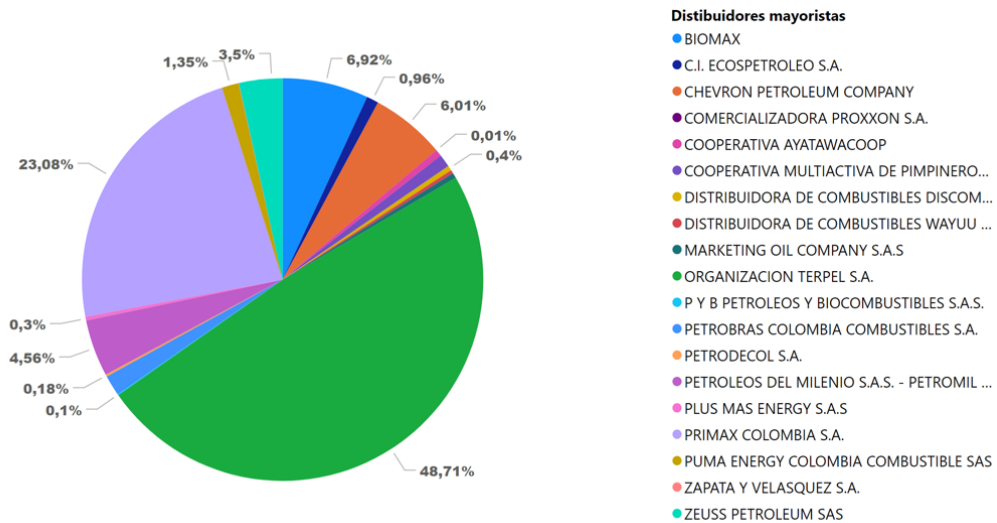


Figura 3.53. Participación en el mercado mayorista de combustibles por empresa en 2022  
Fuente: Minenergía (2023a).

Como reto principal en la distribución mayorista de combustibles detectado por la UPME, se encuentra la necesidad de confiabilidad por medio del establecimiento de un volumen en combustible por región, por nodo (un nodo está compuesto por diferentes plantas de abastecimiento) y por combustible. Por otra parte, la figura 3.53 permite constatar que, por lo menos en el mercado mayorista, las cuatro empresas distribuidoras más grandes (Terpel, Primax, Biomax y Chevron) representaron casi el 83 % del mercado.

- **Distribución minorista:**

La distribución minorista se efectúa principalmente a través de las diferentes modalidades de estación de servicio. Estas comprenden estaciones de servicio automotriz (6769), estaciones de servicio de aviación (121), estaciones de servicio fluvial (40), y estaciones de servicio marítima (86).

Al final de la cadena de distribución de combustible están los consumidores finales, los cuales bajo el modelo vigente no se constituyen en agente esta cadena. Sin embargo, solo pueden adquirir los combustibles a los distribuidores minoristas vía estación de servicio o del comercializador Industrial hasta ciertos volúmenes.

### 3.4.3.3. Distribución de gas

- **Gas natural:**

El número de usuarios de gas natural en Colombia esta alrededor de los 11 millones (figura 3.54), y se estima que más de 39 millones de personas se benefician de su

uso. A este se le debe sumar la meta plasmada en el Plan Nacional de Desarrollo (2023-2026), de añadir 1,5 millones de usuarios a la red de gas natural domiciliario.

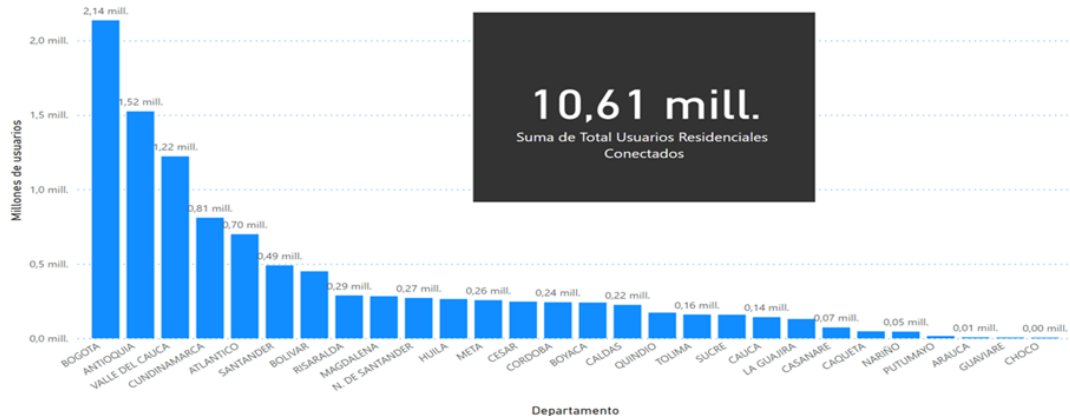


Figura 3.54. Total, de usuarios residenciales conectados por departamento de gas natural  
Fuente: Minenergía (2022b).

En cuanto a la demanda por sectores, la figura 3.55 muestra que en el periodo 02/2022 a 02/2023, del gas comercializado, el 28 % se usó en sector industrial, 20 % en la industria del petróleo, 20 % en residencial, y 19,5 % en generación térmica.

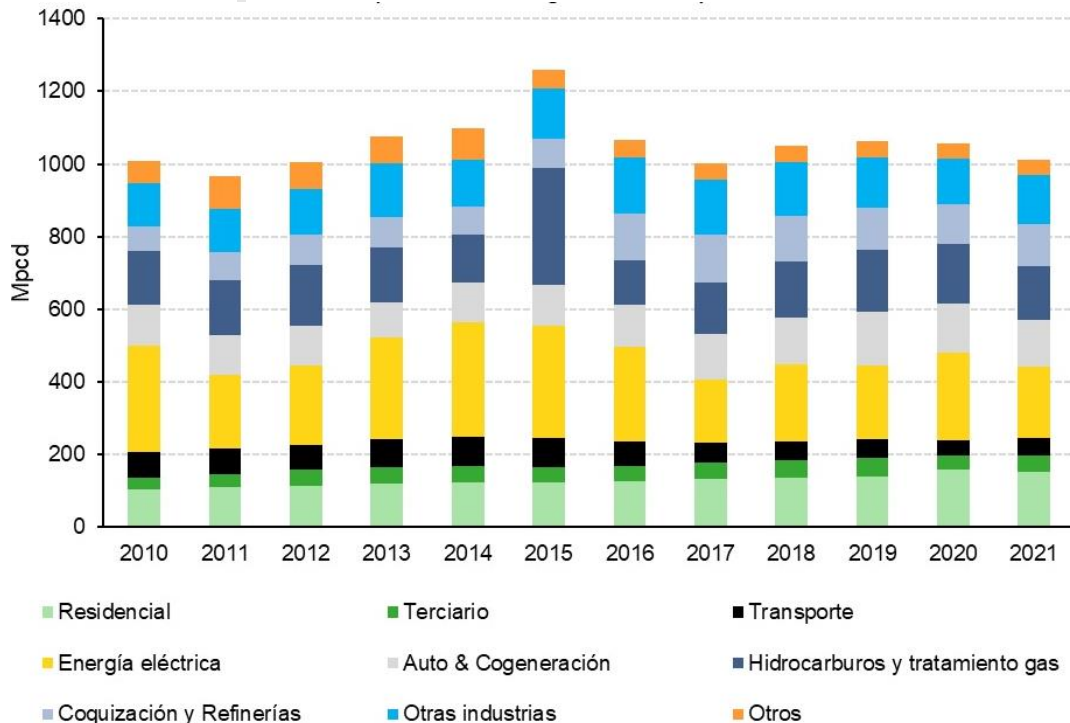


Figura 3.55. Demanda de gas por sectores (2010-2021)  
Fuente: elaboración propia con datos de UPME (2022e).

- GLP

El gas licuado del petróleo (GLP) es una mezcla de propano y butano que se produce por refinación de petróleo crudo o tratamiento de gas natural. Como se muestra en la figura 3.56, la cadena de suministro de GLP está compuesta por el refinador que principalmente es Ecopetrol. Luego por los mayoristas, transportadores distribuidores de GLP por cilindros y comercializadores minoristas.

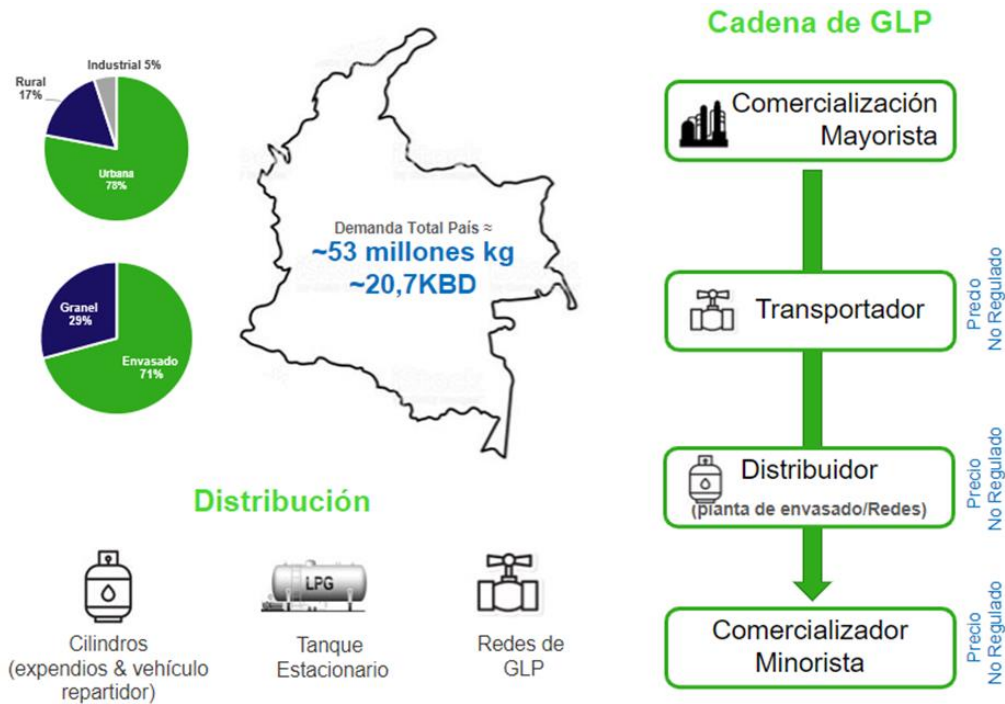


Figura 3.56. Estructura de la cadena suministro de GLP  
Fuente: Ecopetrol (2022).

El precio del GLP que vende Ecopetrol está regulado por la CREG, indexado a los precios internacionales del propano y del butano y está afectado por TRM. GLP es utilizado por 12 millones de personas en Colombia (3,4 millones de hogares, correspondientes al 22 % de las familias colombianas), se utiliza en el 95 % de los municipios del país y los principales departamentos consumidores son Antioquia (18 %), Cundinamarca (12 %), Valle del Cauca (9 %), Nariño (8 %) y Bogotá (5 %) (Gasnova, 2022). Por otra parte, en la figura 3.57 se observa la distribución de usuarios de GLP que están conectadas a la red de distribución nacional.

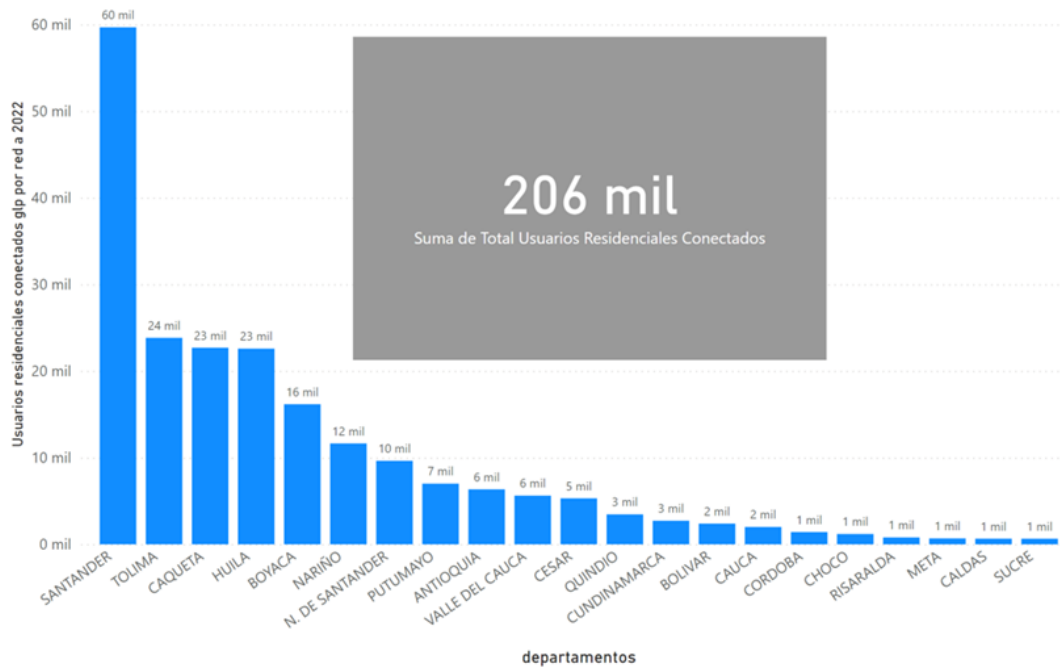


Figura 3.57. Número de usuario conectados a GLP por red en 2022

Fuente: Minenergía (2022b).

Según la UPME (2020a) en Colombia existen 3 fuentes principales de abastecimiento de GLP: Ecopetrol, otros productores nacionales (10 %) e importaciones (3 %). La oferta promedio de GLP en 2021 y los tres primeros meses de 2022, fue de 60.793 t/mes, de la cual la oferta nacional atendió el 97 % (Ecopetrol 87 %). Históricamente la tasa de crecimiento de la demanda ha sido de ~1,5 %. Es un energético de alto impacto social pues llega a 984 municipios, lo que representa el 89 % del país.

#### 3.4.4. Retos del sector hidrocarburos en el marco de la TEJ

El sector de hidrocarburos juega un papel central tanto en términos económicos, como geopolíticos, a nivel global. En Colombia, representa el energético más importante, así como el mayor renglón de exportaciones. De continuar las tendencias globales en materia de electromovilidad y en especial, acciones más ambiciosas en materia climática, aumentará la incertidumbre respecto a precios y demanda de crudo; comparativamente, el país es un productor de crudo de alto costo, es importante que se haga monitoreo y gestión de dichos riesgos de manera constante.

Bajo estos escenarios de incertidumbre, el país debe prepararse para posibles variaciones en términos de demanda y precios internacionales de los hidrocarburos. Adicionalmente, La transición en el sector hidrocarburos implica la adecuación de la industria para aprovechar nuevos energéticos, así como nuevos modelos de negocio,

que atraigan inversiones y que permitan que el conocimiento, la experiencia, la infraestructura, los recursos y la capacidad existente pueda apalancar la construcción de una nueva industria verde y sostenible.

Considerando que la TEJ es un proceso gradual, planeado y pertinente, el país debe asegurar que la actividad exploratoria, las reservas de hidrocarburos y los volúmenes de producción se mantengan en las proporciones necesarias para garantizar la seguridad económica y energética del país. Además, tal como se evidencia en el histórico de reservas de gas, el país ha enfrentado una tendencia decreciente en la última década. Los recientes descubrimientos de gas *offshore*, sin embargo, permitirían asegurar la autosuficiencia y seguridad en el suministro de este energético, a medio y largo plazo, en caso de que se logre conseguir su materialización. A corto plazo, teniendo en cuenta la disminución reciente de reservas, se requiere una gestión adecuada que permita materializar los recursos encontrados recientemente en el onshore, para garantizar los volúmenes de gas requeridos en el marco de la transición que se adelanta.

La infraestructura de transporte de combustibles líquidos y gas en el país presenta una cobertura insuficiente, considerando que la red de poliductos y gasoductos no cubre áreas del país como la región Sur y Suroccidente. Esto resulta en que se deba recurrir al transporte por carretera, que tiene mayores costos y riesgos de interrupciones. En un escenario de Transición Energética Justa, la planeación y proyección de las inversiones, adecuaciones, usos de poliductos, oleoductos y gasoductos requiere un análisis detallado para evitar posibles activos varados y bloqueos de carbono.

Frente a la refinación, de acuerdo con los diferentes escenarios de transición y la gestión de la demanda, así como los cambios en la oferta, se debe monitorear y planear las acciones adecuadas para garantizar el consumo requerido, disminuir el riesgo por importaciones y optimizar el uso de recursos. Los cambios en la oferta y la demanda de hidrocarburos tendrán impactos en las cadenas de distribución y comercialización. Ante dicha posibilidad, en el marco de la Transición Energética Justa, se deben gestionar los riesgos, así como desarrollar las herramientas para transiciones productivas y laborales oportunas, así como adecuadas.

Finalmente, en materia de acción climática, es importante aclarar que, a pesar de que las emisiones de metano en la industria del gas natural representan alrededor de 0.8% de los GEI, y que las empresas de la industria del gas natural siguen altos estándares internacionales para evitar fugas de metano, es necesario continuar con

los esfuerzos para minimizar estas emisiones dado el impacto que tienen en los GEI (Gobierno de Colombia, 2020)

### 3.5. Carbón

#### 3.5.1. Carbón térmico

En Colombia existen, a grandes rasgos, dos grandes economías del carbón. En primer lugar, la economía de la extracción de carbón a gran escala. Esta se concentra geográficamente en los departamentos de La Guajira y Cesar, que en 2021 fueron responsables del 92,3 % de los 59 Mt del energético que se extrajeron ese año (UPME, 2022d). Allí operan proyectos mineros a cielo abierto muy intensivos de capital que en el mismo año empleaban entre 22.000 y 26.000 trabajadores directos (UPME & John T. Boyd, 2023).

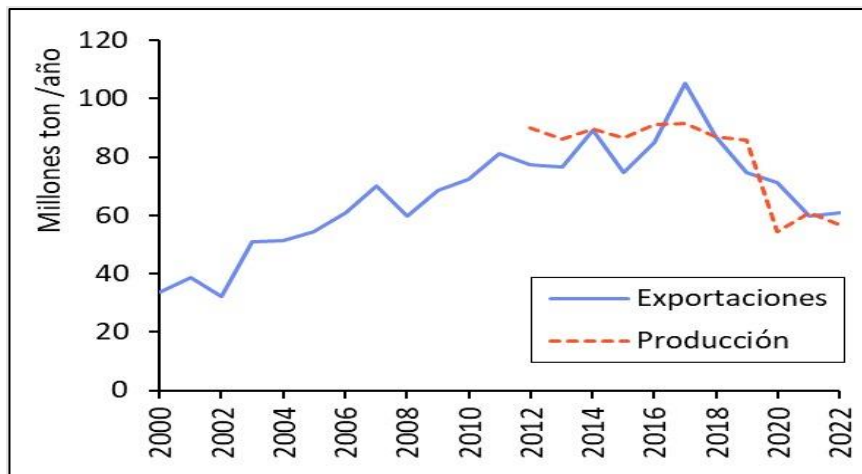


Figura 3.58. Extracción y exportación de carbón (2000-2022)

Fuente: elaboración propia con datos de DANE (2023c) y UPME (2022d).

Es importante resaltar que en 2020 y 2021 las compañías CNR y Prodeco, ubicadas en el Cesar, redujeron casi a cero su explotación minera, luego de haber extraído en 2019 conjuntamente casi 20 Mt. Esta segunda empresa renunció en 2021 a sus títulos mineros, sacando del mercado al tercer productor de carbón del país, detrás de Drummond y Cerrejón (*El Heraldo*, 2021). Vale la pena agregar que ese mismo año, a pesar del entorno negativo de precios que adujo la casa matriz de Prodeco, la multinacional suiza Glencore, para renunciar a los títulos mineros, esta empresa compró la totalidad de la participación en la empresa Cerrejón en una transacción por 588 millones de dólares (*Portafolio*, 2021).

En segundo lugar, está la economía de la extracción de carbón a pequeña y mediana escala, que ocurre en distintos departamentos de la región Andina (Boyacá,

Cundinamarca, Norte de Santander, Antioquia, Santander, Valle y Cauca), así como el departamento de Córdoba. Allí se realizan operaciones mineras que en 2021 fueron responsables de 4,54 millones de carbón extraído, en su mayoría para el consumo doméstico, alimentando la industria de valor agregado de coque (UPME, 2022d). Considerando que, en 2021, según la UPME, hubo una reducción de inventarios de años anteriores de 6,87 millones de toneladas de carbón, quedaron aproximadamente 6,75 millones de toneladas de este energético para el consumo doméstico.

Así las cosas, el carbón térmico que se consumió en Colombia en 2022, se distribuyó en los sectores visualizados en la figura 3.59. Como se puede apreciar, la mayor parte del carbón que se consume en Colombia corresponde a tres sectores: las coquizadoras (ver subsección sobre carbón metalúrgico y coque, más abajo), las termoeléctricas (véase sección 3.3 al respecto) y la industria. Dentro de la industria, sobresalen el subsector de productos minerales no metálicos (p. ej., cemento, ladrillos), el de productos alimenticios y tabaco, así como el de papel y cartón. Como lo muestra la sección 3.1, casi la totalidad del carbón consumido en la industria corresponde procesos de calor directo e indirecto. El capítulo 2 del documento *Potencial Subnacional de FNCER* (Minenergía, 2023) ofrece algunas de las perspectivas y desafíos que enfrenta el sector, toda vez que, en la sustitución de carbón para procesos de termo-generación, así como de calor indirecto y directo, es donde se identifican las mayores facilidades. Debido a que una porción considerable de la demanda nacional de carbón se da en sectores de fácil sustitución, es de gran relevancia incluir posibles declives en los volúmenes de explotación, en este caso, en los departamentos de la región Andina, especialmente Cundinamarca, Boyacá y Norte de Santander.

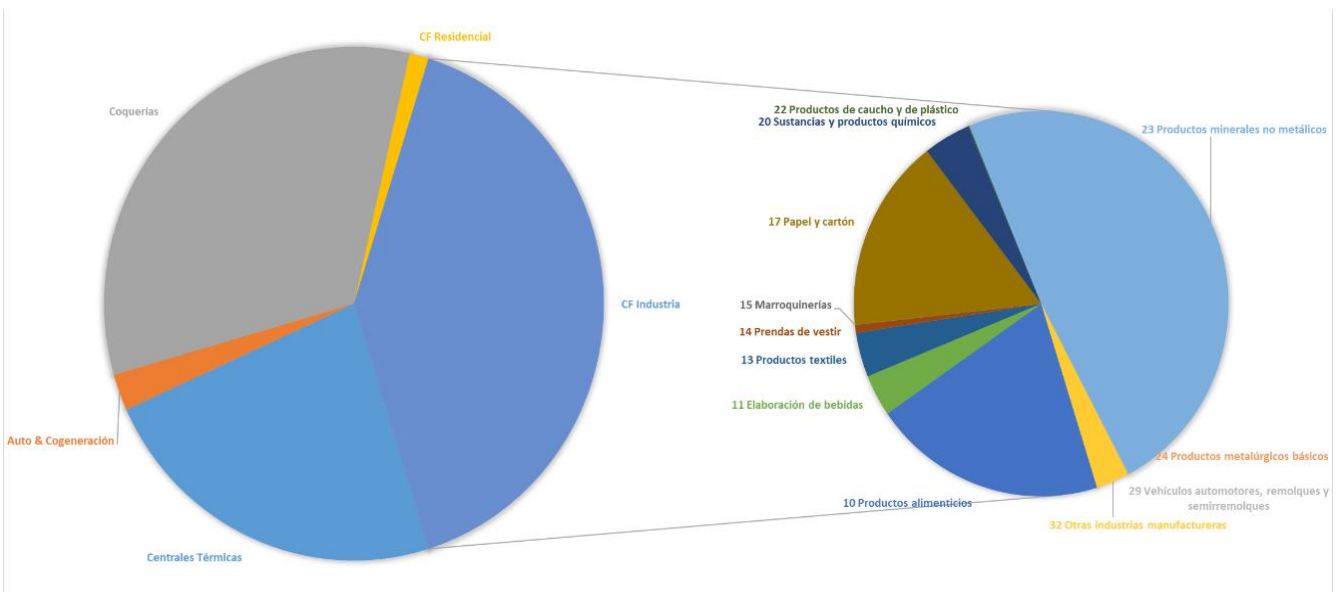


Figura 3.59. Composición de la demanda nacional de carbón en 2021  
Fuente: UPME (2022e).

En términos de extracción total de carbón se puede decir que existe una muy alta concentración de mercado, toda vez que dos empresas, Cerrejón (de propiedad de la multinacional suiza Glencore) y Drummond (de los EE. UU.) representan 92,3 % de la extracción total y niveles similares en el segmento de exportación. En cuanto al mercado doméstico, existen muchos más agentes económicos, que incluyen tanto empresas medianas como una multitud de pequeñas empresas, de manera que se pueda constatar una concentración de mercado considerablemente menor. Esto hace que exista una competencia más intensa entre proveedores de carbón para los distintos usos que se ven en la figura 3.59, que se concentra casi exclusivamente en la región Andina.

Con respecto de los países de destino de las exportaciones del carbón térmico, el principal socio comercial en el periodo 2015-2022 ha sido Turquía, destino del 21,4 % de las exportaciones colombianas de carbón térmico por volumen. En 2022 este destino representó el 21,22 % de las exportaciones colombianas, seguido de los Países Bajos (14,85 %), Chile (7,85 %) e Israel (7,66 %). La figura 3.60 captura las exportaciones en el periodo 2015-2022. Se puede apreciar que, aunque Europa, Turquía e Israel han sido destinos tradicionales del carbón térmico de exportación, en los últimos años la participación del mercado europeo ha ido disminuyendo, cayendo del 51 % de las exportaciones en 2015 al 9 % en 2020, pero aumentando de nuevo a más del 26 % en 2022. Como lo detalla la sección 1.5, en 2021 y 2022 se dio un aumento importante en la demanda de carbón por parte de países de la Unión

Europea, así como reducciones en el consumo desde Turquía. Por otro lado, estudios realizados para la UPME indican el fortalecimiento del mercado (UPME & John T. Boyd, 2023; UPME & John T. Boyd Company, 2020), aunque alertan sobre las incertidumbres generadas por los compromisos de países como Chile, Israel y la misma Unión Europea, para desescalar su consumo de carbón<sup>54</sup>. Si tan solo la UE, Chile e Israel cumplen sus metas de reducir drásticamente su consumo de carbón térmico antes de 2030, eso significa, con lo que estos países representaron para las ventas externas de carbón de 2022, que se reduciría el mercado para Colombia en casi un 42%.

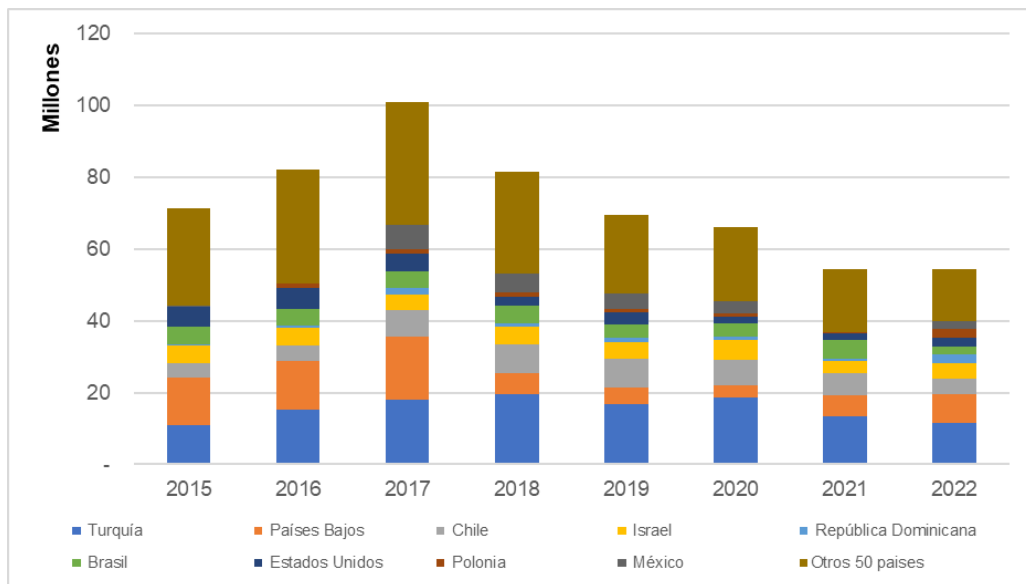


Figura 3.60. Exportaciones de carbón térmico 2015-2022

Fuente: UPME & SIMCO (s. f.).

Considerando la vulnerabilidad de las exportaciones de carbón térmico de Colombia ante los compromisos de salida del carbón en los principales países compradores, así como la dificultad que habría para llegar a aquellos mercados que continúen consumiendo carbón, es esencial para el país integrar en todos los ejercicios de planeación la posibilidad de declives en la demanda y preciso internacionales que redunden en menor explotación y exportación.

Ante la altísima concentración del sector en dos empresas, y la alta dependencia económica de las regiones productoras<sup>55</sup>, se vuelve crucial evaluar qué tan robusto es el marco legal, así como la institucionalidad para gestionar posibles cierres o, en el mejor de los casos, los fines de las concesiones. Por esa razón, es de

<sup>54</sup> El Ministerio de Energía de Chile (2022) se propuso retirar para 2025 el 50 % de las centrales a carbón.

<sup>55</sup> Véase capítulo 4 al respecto.

particular interés hacer seguimiento público a las fechas de expiración de los contratos de concesión de estas empresas, donde por ejemplo resalta la fecha de cierre de los proyectos de Cerrejón en La Guajira, para febrero de 2034 (Cerrejón, s. f.). Véase también la tabla 3.7.

**Tabla 3.7. Principales títulos mineros y fecha de terminación de contratos**

<b>N °</b>	<b>Codigo Expediente</b>	<b>Titulares</b>	<b>Fecha De Terminación</b>	<b>Observación</b>
1	00-1976 0089-2000	Cerrejón Zona Norte Sociedad Anonima-Czn S. A. / Carbones Del Cerrejón Llc	26 De Febrero De 2034	
2	067-2001	Consortio Carb. Del Cerrejón Llc Y Cerrejón Zona Norte S. A.	26 De Octubre De 2031	
3	081-91	Carbones Del Cerrejón Llc	26 De Febrero De 2034	
4	078-88	Drummond Ltda.	26 De Mayo De 2039	
5	144-97	Drummond Ltda. \ Drummond Coal Mining Llc	4 De Septiembre De 2029	
6	283-95	Drummond Ltda.	25 De Mayo De 2035	En proceso de integración y quedan hasta 2035
7	284-95	Drummond Ltda.	25 De Mayo De 2035	Integrado con 283-95
8	056-90	Drummond Ltda.	11 De Junio De 2023	
9	044-89	C. I. Prodeco Productos De Colombia S. A.	3 De Julio De 2035	En evaluación de renuncia
10	109-90	Consortio Minero Unido S. A. (Cmu S. A.)	16 De Octubre De 2031	En evaluación de renuncia

<b>11</b>	285-95	Carbones De La Jagua S. A.	23 De Abril De 2027	En evaluación de renuncia
<b>12</b>	Dkp-141	Carbones De La Jagua S. A.	17 De Diciembre De 2034	En evaluación de renuncia
<b>13</b>	Hkt-08031	Carbones De La Jagua S. A.	11 De Noviembre De 2038	En evaluación de renuncia
<b>14</b>	147-97	Cnr Iii Ltd. Sucursal Colombia	15 De Julio De 2028	
<b>15</b>	Fed-103	Colombian Natural Resources Ii S. A. S.	14 De Julio De 2035	
<b>16</b>	Gak-152	Comercializadora Internacional Colombian Natural Resources I S. A. S.	6 De Julio De 2036	

Fuente: ANM (2023).

Con respecto a los cierres mineros es importante resaltar que el Código de Minas (Ley 685 de 2001), tiene vacíos normativos en cuanto a la temporalidad de esta etapa, la constitución de garantías y las especificaciones técnicas específicas frente a esta etapa, además de esto, resalta el art. 24 de la Ley 1753 de 2015, donde se especifica que “El gobierno nacional establecerá las condiciones ambientales, técnicas, financieras, sociales y demás que deberá observar el titular minero al momento de ejecutar el plan de cierre y abandono de minas” reglamentación que aún desde el sector minero no se especifica y que podría garantizar la correcta restauración, recuperación y eventual reconversión productiva de las áreas de influencia directa e indirecta de la explotación térmico a gran escala en el país, por último, es importante resaltar que este vacío jurídico y otras falencias de la actual normativa minera, se perfeccionará en la nueva ley de minería que desarrolla actualmente el Ministerio de Minas y Energía en estricta colaboración con la Agencia Nacional de Minería y demás entidades adscritas.

Lo anterior debe también ir ligado, sin restringirse exclusivamente, a revisar y actualizar las guías y los términos de referencia aplicables a procesos de cierre minero y ambiental, aumentando los niveles de participación territorial en el proceso. Sin un mayor grado de rigor en las orientaciones respecto a los procesos de cierre, sube considerablemente el riesgo de que se materialicen pasivos ambientales que luego deban ser asumidos por el Estado, los territorios y/o sus habitantes.

### *3.5.2. Carbón metalúrgico*

La producción nacional de carbón metalúrgico y coque se destina en su mayoría para la producción del acero y ferroaleaciones. Allí cumple una triple función: la producción de calor, aportar carbono a las ferroaleaciones y ser material de recubrimiento a las paredes de los hornos. Se proyecta que el acero y las ferroaleaciones aumenten su demanda debido a los procesos de urbanización, la globalización, el crecimiento de la clase media mundial y de la tasa de motorización en los países en desarrollo.

Sin embargo, los altos hornos están proyectados a enfrentar la competencia de los hornos de arco eléctrico y de las dos nuevas tecnologías de producción de acero que son libres de carbono (con hidrógeno verde y con electrólisis de óxido fundido). La competencia es aún limitada por la disponibilidad de chatarra de aceros, para producción en hornos eléctricos y por la inercia de las inversiones en nueva producción de acero, que continúan realizándose de manera dominante en altos hornos basados en el uso de coque. Debido al riesgo de erosión en la demanda que podrían generar, el crecimiento de las mencionadas tecnologías que no requieren usar coque, debe ser considerado para futuras proyecciones y estrategias en el sector.

La producción de carbón metalúrgico por parte de Colombia en 2022 fue de 5,3 M/t, de los cuales 3,6 millones van al consumo interno y 1,7 millones se exportan. El carbón tiene gran peso en las exportaciones departamentales como las que se presentan en departamentos como Boyacá, donde las exportaciones de carbón metalúrgico representaron el 94,2 %, mientras que, en departamentos como Norte de Santander, la participación del este energético fue de 88,4 % para el periodo 2022, de acuerdo con cifras del DANE (2022b).

Por otra parte, en cuanto a las exportaciones de carbón metalúrgico colombiano, estas se han concentrado históricamente en países como Brasil, Japón y Turquía, lo cual se evidencia en 2022, cuando el 92 % de las exportaciones de este energético fueron a estos países. El pico de las exportaciones colombianas de carbón metalúrgico en el periodo analizado fue en 2022 con un total de 1,93 Mt. La evolución de los volúmenes de exportación de carbón metalúrgico se presenta en la figura 3.60.

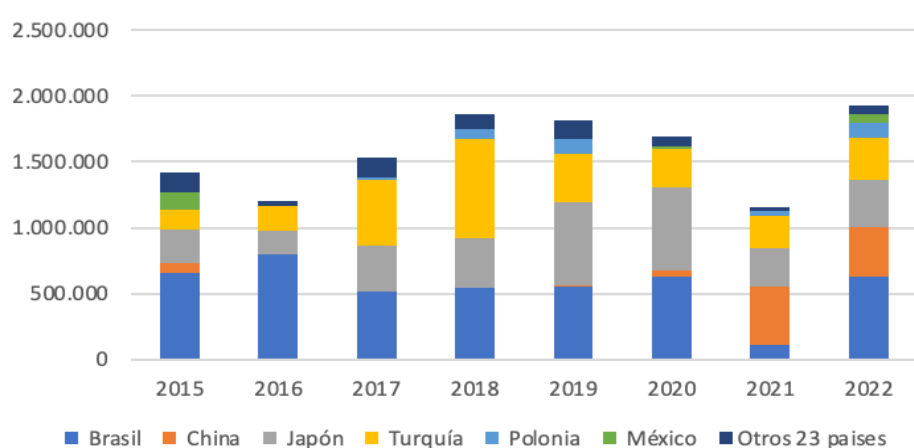


Figura 3.61. Exportaciones de carbón metalúrgico de Colombia, 2015-2022  
Fuente: UPME & SIMCO (s. f.).

El coque metalúrgico es un producto con valor agregado que se produce a partir del carbón metalúrgico en hornos con capacidades de 500 °C a 1000 °C con una atmósfera libre de oxígeno para fusionar el carbón fijo con la ceniza inherente y expulsar la mayor parte de la materia volátil. El producto final es una fuente sólida, estable y casi pura de carbón (BHP, 2023).

Colombia es el tercer exportador mundial de coque, después de Polonia y China, como se pudo observar en 2012, cuando obtuvo una participación de mercado de exportaciones del 10,4 %, por un valor de 820 millones de dólares. La figura 3.61 muestra la evolución de las exportaciones de coque entre 2015 y 2020. A diferencia del carbón metalúrgico, hay una menor concentración de países compradores, los cinco primeros destinos de exportación de coque son Brasil (27 %), Turquía, México, India y el Reino Unido, que concentran el 78 % de las exportaciones de este material en 2020 y el 76 % de las exportaciones históricas desde el 2015. En 2020 el país exportó 3,36 M/t de coque, con lo que se duplicó la cifra de 1,77 M/t exportadas en 2016. A diferencia del carbón metalúrgico, el coque tiene una tendencia creciente en exportaciones y está menos concentrado en destinos.

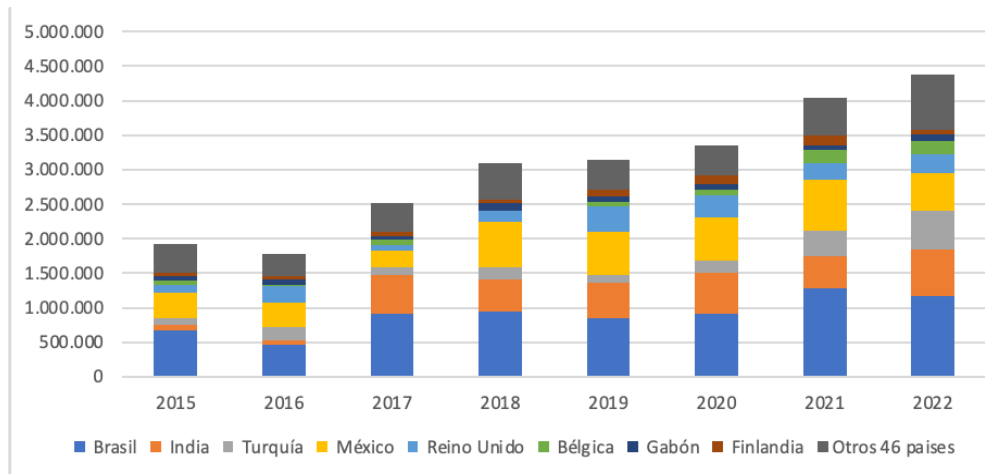


Figura 3.62. Exportaciones de coque 2015-2022

Fuente: UPME & SIMCO (s. f.).

En la figura 3.61 se resaltan las exportaciones de coque colombiano a países que lideran estrategias de transición energética tales como Suecia, el cual se consolida como el mayor productor de mineral de hierro en Europa con 37 M/t, con lo cual se demuestra que la demanda del carbón metalúrgico y coque, es una demanda derivada de la producción de acero y ferroaleaciones, necesarias para el desarrollo de tecnologías de FNCER, como la producción de paneles solares, turbinas eólicas y carros eléctricos y en menor proporción para la demanda de la industria química y la producción de cemento.

Los niveles de ventas del carbón metalúrgico y coque serán la fracción de la producción de los anteriores productos mediante altos hornos y hornos de arco eléctricos. Esta fracción dependerá de las mejoras en la eficiencia energética de estos hornos, la sustitución del coque por otros materiales reductores y el cambio de las tecnologías siderúrgicas y metalúrgicas por otras tecnologías más competitivas o sin huella de carbono, asuntos que a su vez están influidos por la rentabilidad de las tecnologías como captura y secuestro de carbono.

Sin embargo, se deben hacer análisis detallados sobre futuras demandas de este energético al continente europeo, teniendo en cuenta la aplicación de impuestos como son el caso de la ejecución del CBA (arancel climático) y la reforma al ETS (esquema de comercio de emisiones). Se hará parte de un esquema alineado a las políticas de acción climática de la comunidad europea, que restringirá a la industria siderúrgica de ese continente en el uso de la demanda de carbón metalúrgico, sin perder competitividad internacional y podría tener efectos en la reducción de la demanda europea de coque.

Por último, es importante resaltar que el tejido empresarial de la producción minera de carbón metalúrgico, en la región Andina del país está concentrado en escala de pequeña y mediana minería, de acuerdo con la clasificación minera contenido en el decreto 1666 de 2016. Los títulos mineros de carbón (térmico + metalúrgico) otorgados son 1322, de los cuales el 94 % están en manos de la pequeña y mediana minería (ANM, 2023).

Es importante resaltar que este tipo de minería presenta dos principales conflictos, el primero, asociado al cruce de las áreas con altas reservas con zonas de páramo, un ejemplo de esto, municipios del departamento de Boyacá ubicados en la zona de influencia del páramo de Pisba, se quedarían sin explotación de carbón, que les representa el 80 % de los ingresos para la región. Se estima que al departamento de Boyacá se le recortarían entre 0,7 y 1,2 Mt, que representa aproximadamente un 30 % del potencial total de carbones del departamento, de acuerdo con cifras del Fenalcarbón. Por su parte lo establecido en la Ley 1930 de 2018, el Ministerio de Minas y Energía debe diseñar programas de sustitución y reconversión de pequeños mineros tradicionales, que se encuentren explotando este tipo de productos mineros, en zonas de ecosistemas estratégicos como los páramos.

La actividad minera enfrenta un serio problema de accidentalidad en Colombia. En la última década, se registra un promedio anual de 122.4 trabajadores fallecidos debido a diversos factores, como fallas geomecánicas, atmósferas viciadas, explosiones y accidentes mecánicos. Sin embargo, se sospecha que las cifras reales podrían ser aún mayores (ANM, 2021). La minería subterránea de carbón es la más afectada, con un alto porcentaje de accidentes relacionados con la acumulación de gases nocivos, como el metano, y fallas geomecánicas que provocan derrumbes en las operaciones. Este problema requiere una atención urgente para garantizar la seguridad de los trabajadores en la industria minera.

### *3.5.3. Retos del carbón de cara a la TEJ*

El 90 % de la minería de carbón ocurre en operaciones a gran escala y a cielo abierto propiedad de grupos multinacionales que exportan el 99 % de su producción y por ende son totalmente susceptibles de los vaivenes de los mercados internacionales de carbón térmico. En 2020, algunas de estas empresas interrumpieron sus operaciones, en algunos casos incluso de manera permanente, generando grandes traumatismos a nivel local. En caso de reducirse la demanda de carbón en los mercados

tradicionales a los que históricamente ha exportado Colombia, como diversos factores lo indican, distintas fuentes alertan ante posibles vacíos en materia normativa e institucional que deben resolverse.

Como se explicó en la sección 1.5, el contexto internacional que enfrenta el sector carbonífero de exportación se caracteriza por el alto nivel de incertidumbre. Colombia es un país competitivo en la extracción de este energético y ha exportado en las últimas décadas la mayoría del carbón térmico a la cuenca del Atlántico, especialmente la Unión Europea, Norteamérica y la cuenca del Mediterráneo. Sin embargo, como lo muestran los estudios citados en la sección 1.5 realizados por la UPME, entre otros, el futuro del consumo de carbón térmico está en la cuenca Indo-Pacífica. Según los informes más recientes, la predominante mayoría de las *nuevas* centrales a carbón, se está construyendo en China, India y los países del Sudeste Asiático. Dado que estos países tienen proveedores de carbón más cercanos y con grados similares de competitividad a los de Colombia (véase gráfica 1.15), el principal reto existencial del sector es la incierta posibilidad de colocar carbón térmico en la cuenca Indo-Pacífica, a la vez que va disminuyendo el mercado en la cuenca Atlántica. Por esa razón, prepararse en materia de diversificación económica, reconversión productiva, fortalecimiento institucional y mayor ahorro en las épocas de bonanza, puede mejorar las posibilidades de enfrentar los retos del futuro en las áreas de mayor producción de carbón.

En cuanto al consumo nacional de carbón, este se concentra en los sectores de coquización, generación termoeléctrica e industria. Si bien representa tan solo un 10 % de la extracción total, a nivel social y territorial evidencia mayores niveles de generación de empleo y de encadenamientos productivos que el carbón que se exporta. Ante la penetración de las FNCER y de procesos de sustitución tecnológica, incluyendo la electrificación en la industria, es probable que el consumo de carbón nacional disminuya considerablemente. Ante esto, también se vuelve de suma importancia preparar las políticas de transición justa de manera que esa situación no genere traumatismos.

El panorama es diferente en el carbón metalúrgico, producto precursor del coque. Debido al aumento, tanto a nivel nacional como internacional en la demanda de acero, se espera que aumente la demanda de ambos, abriendo una oportunidad de exportación y de generación de valor agregado para el país. Para aprovecharla, será necesario poder identificar aquellas áreas de mayor sensibilidad e impacto ambiental que no deben ser intervenidas, así como estándares de extracción,



seguridad minera y vigilancia que permitan minimizar riesgos a las comunidades, los trabajadores y la Naturaleza.

#### 4. Dependencia económica de hidrocarburos y carbón

En Colombia la importancia económica de los recursos provenientes de hidrocarburos y carbón, así como su aprovechamiento, manifiesta una forma de dependencia (Bonilla González, 2011; León Rodríguez, 2012; Misas Arango, 2019; Zerda Sarmiento, 2015). Dicha dependencia se identifica como el resultado de un proceso de transformación económica y política que ha ocurrido en las últimas décadas y que ha sido posible por las características geológicas y los yacimientos disponibles, así como por las condiciones del mercado de estos bienes a nivel internacional (Muradian et al., 2012; Svampa, 2011), pero sobre todo por las políticas locales que favorecieron a las materias primas de origen fósil como un epicentro de la actividad económica del país (Kalmanovitz, 2015). Una correlación indeseable de haber desarrollado una economía nacional basada en el sector primario ha sido la desaceleración de la industrialización y su participación en las cuentas nacionales, progresivamente reducida desde la década de los noventa (Misas Arango, 2019; Zerda Sarmiento, 2015).

La dependencia económica de Colombia frente a los hidrocarburos y el carbón es un proceso de varias décadas, en el que las actividades asociadas a este sector se han convertido en las principales dinamizadoras del crecimiento económico, generadoras de importantes ingresos fiscales, principal rubro dentro de la canasta exportadora y foco de atracción para la entrada de importantes recursos de capital extranjero (Bértola & Ocampo, 2010; Zerda Sarmiento, 2015). Sin embargo, la consolidación de este sector intensivo en capital y con baja generación de valor agregado ha venido acompañada por un debilitamiento en otros sectores de la economía, como la industria y la agricultura, que albergan mayor potencial de agregar valor (Gudynas, 2015b; Rudas & Espitia, 2013).

Este documento partió de una caracterización holística de la dependencia del extractivismo en Colombia. En el capítulo 2 se documentaron los procesos políticos e históricos que han conducido a la situación socioeconómica actual y como la creciente dependencia de las materias primas de origen fósil en el marco de un modelo minero-energético extractivista<sup>56</sup> ha afectado la capacidad productiva del país. Tal asunto corresponde a la literatura sobre “enfermedad holandesa” o “maldición de los recursos naturales”.

---

<sup>56</sup> Véase sección 2.1, sobre este concepto.

El propósito central de este capítulo es presentar un retrato actual de la situación de dependencia económica de Colombia ante los hidrocarburos y el carbón, que como se verá ha redundado en una persistencia de vulnerabilidades asociadas al comportamiento de los ciclos financieros y comerciales a nivel internacional y que — como se esbozó en las secciones 1.4, 1.5, 3.4 y 3.5— puede profundizarse en la medida en que los países a los que Colombia ha exportado históricamente los combustibles fósiles aceleran sus apuestas de transición energética. El capítulo se divide en cuatro secciones. La primera es una introducción al patrón de desenvolvimiento económico que ha seguido al extractivismo: la dependencia de las materias primas. La segunda sección amplía las dimensiones de dicha dependencia: la productiva, la fiscal y la de balanza de pagos. La tercera presenta el nivel de consenso académico que hay sobre la dependencia en cuestión, así como sus efectos sobre la economía y la sociedad colombianas. Finalmente, la cuarta sección presenta las conclusiones y los principales retos del modelo de desenvolvimiento económico ante los desarrollos actuales en materia de transición energética global.

## **4.1. Un patrón de desenvolvimiento económico dependiente de las materias primas**

Colombia se categoriza como un país de ingreso medio alto (World Bank, 2021a), mantiene dentro de su funcionamiento una fuerte dependencia de la producción de hidrocarburos, carbón y asociados. Esta dependencia implica, en términos generales, que el resultado de la economía está principalmente determinado por el comportamiento de la actividad extractiva asociada a los hidrocarburos y el carbón.

La referida dependencia es el resultado de la interacción de tres dimensiones: la productiva, la fiscal y la de balanza de pagos. La consolidación de estas características es un proceso que tiene sus inicios en la década de los ochenta, cuando se mantiene un patrón de desenvolvimiento económico en el que priman las actividades de bajo valor agregado, pero con altas tasas de rentabilidad.

Al igual que en otros países latinoamericanos, el patrón de desenvolvimiento de la economía basado en las materias primas ha sido predominante desde el inicio de la historia republicana (Bértola & Ocampo, 2010; Halperin Donghi, 1998; Pérez Brignoli, 2018). No obstante, se ha transitado periódicamente de un foco a otro (quina, tabaco, café, petróleo). Este patrón tiene consecuencias sobre los resultados en periodos cortos y en las trayectorias a largo plazo, en el sentido de que la economía se mantiene expuesta a los ciclos de los mercados internacionales (Ocampo, 2016a; Prebisch, 1949), en los que no se tiene una posición dominante. Así, el resultado en

cada una de las fases de dichos ciclos permite y acentúa las vulnerabilidades y los riesgos específicos para el país frente a choques fuertes en las condiciones internacionales (precios, demanda, oferta, etc.), lo que particularmente ocasiona el deterioro de diferentes variables macroeconómicas con su consecuente incidencia sobre indicadores sociales.

En contraste, en la primera mitad del siglo XX, y especialmente a partir de la República Liberal, se dio fuerte apoyo a la creación de una industria nacional (Misas Arango, 2019). Entre 1930 y 1980 se dio el mayor auge de la producción manufacturera en la historia del país, medida en su aporte al PIB, el empleo y el crecimiento económico (Kalmanovitz, 2015). A partir de la década de los treinta, tras la devaluación del peso en términos reales, la caída de las exportaciones y el auge de las medidas proteccionistas, la industria recibió un fuerte impulso y se dieron pasos relevantes en el proceso de industrialización (Jaramillo-Echeverri *et al.*, 2016).

Según el Censo Industrial de 1945, la cantidad de plantas industriales creadas desde 1929 hasta 1940 fue 5,3 veces la cantidad creada entre 1921 y 1929, mostrando un importante impulso principalmente en el sector textil. Además, entre 1925 y 1973 la tasa de crecimiento de la industria siempre estuvo por encima de la del PIB, alcanzando para el periodo de 1929 a 1973 una diferencia de 2,8 p. p., es decir, mientras que el PIB crecía en promedio a una tasa anual de 4,7 %, la industria lo hacía a tasas de 7,5 % (Echavarría *et al.*, 2006). Con el giro en las políticas económicas que acompañó distintos programas de ajuste estructural, privatización, crisis de deuda, entre otros sucesos de los ochenta y noventa, no solo en Colombia sino en el resto de América Latina se regresó a un patrón de desarrollo basado en el sector primario.

Como se mencionó, a pesar de los esfuerzos realizados entre la década de los cuarenta y finales de los setenta por impulsar la *industrialización por sustitución de importaciones* (ISI), la economía colombiana retornó a un patrón de desenvolvimiento económico en el que priman las actividades de bajo valor agregado, pero con altas tasas de rentabilidad. Todo ello asociado a la demanda global por estos bienes, lo que deviene en la concentración de grandes proporciones de los recursos de capital en estas actividades, tanto los disponibles a nivel local como los procedentes del exterior.

## 4.2. Los hidrocarburos y el carbón como principales dinamizadores de la economía colombiana

A partir de la década de los ochenta, y como un proceso de transición del café hacia el petróleo, la actividad de exploración y producción (E&P) de hidrocarburos y carbón se convirtió paulatinamente en el motor económico colombiano, siendo el petróleo el principal producto de una canasta compuesta además por gas y carbón térmico.

Esta estructura es la más reciente versión de un modelo de desenvolvimiento económico que internacionalmente se conoce como “dependiente de las materias primas” (UNCTAD, 2021d). A esto ha de agregarse que comúnmente la economía productora no controla los precios internacionales de dichas mercancías (Bértola & Ocampo, 2013; Bulmer-Thomas, 2014). Por tanto, la dependencia de esta producción se convierte tácitamente en una dependencia del comportamiento internacional de estos mercados y de la disponibilidad de capitales dispuestos a financiar dichas actividades (UNCTAD, 2019 Farias *et al.*, 2022).

A la dependencia de estos productos debe agregarse que la forma como se ha llevado a cabo la producción de hidrocarburos y la explotación de carbón ha sido mediante un modelo extractivista (Svampa, 2015), que consiste en que los productos en cuestión son obtenidos de recursos naturales por medio de procesos que incorporan muy bajo valor agregado y tienen como destino principal la exportación y traen altos impactos territoriales, sociales y ambientales en las geografías de producción (Gudynas, 2021)<sup>57</sup>.

El rol de la E&P como dinamizadora central de la actividad económica se entiende en dos vías: la primera toma como punto de partida la E&P y se dirige hacia otras variables macroeconómicas; es decir, hacia adelante; por ejemplo: los ingresos fiscales, las exportaciones, la inversión. Por otro lado, la segunda parte de otras variables macroeconómicas, como la Inversión Extranjera Directa (IED) o las importaciones, hacia la E&P; es decir, hacia atrás de la E&P. Lo anterior se explica en la figura 4.1. Las relaciones directas hacia adelante con variables macroeconómicas relevantes para el país (inversión, exportaciones, ingresos fiscales, etc.), implican que la actividad del sector es uno de los elementos determinantes de aquellas, lo que a su vez es fundamental para comprender el impacto indirecto sobre otras variables (PIB, déficit fiscal corriente, nivel de endeudamiento, etc.).

---

<sup>57</sup> En el capítulo 5 se desarrolla a profundidad este punto.

De igual manera, hacia atrás resultan relevantes sobre todo la IED y los flujos de capital asociados, así como las importaciones, que en conjunto con algunas de las variables afectadas hacia adelante impactan sobre el resultado tanto de la cuenta de capital como de la cuenta corriente y, por ende, sobre la balanza de pagos, el tipo de cambio, etc. Estas relaciones deben ser retratadas en esa dirección debido a que sus determinantes son en buena medida externas: el comportamiento del ciclo de las materias primas y la liquidez internacional, entre otras.

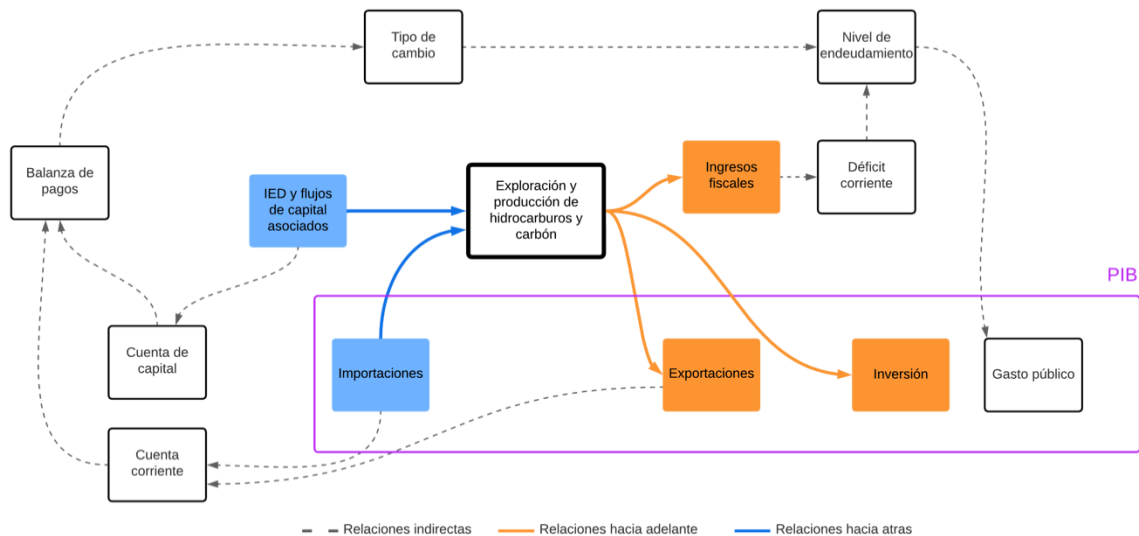


Figura 4.1. Hidrocarburos y carbón como principales motores de la economía colombiana  
Fuente: elaboración propia.

Así pues, como lo muestra la figura 4.1, es claro que el comportamiento de la actividad de E&P tiene impactos sobre variables y canales tanto financieros como reales y que, por tanto, condiciona parte del resultado económico global del país. Como se explicará a continuación, el flujo macroeconómico hacia adelante y hacia atrás de las actividades de E&P de hidrocarburos y carbón se agrupa en torno a tres dimensiones relevantes dentro del panorama macroeconómico.

### 4.3. Dimensiones de la dependencia

La dependencia económica de los hidrocarburos y el carbón es un fenómeno económico, social y ambiental que en lo económico tiene tres dimensiones: productiva, fiscal y de balanza de pagos. Esos tres aspectos resultan importantes tanto por separado como en conjunto. Como lo muestra la figura 4.2, para poder entender a profundidad en qué consiste la dependencia económica, se requiere un análisis integral que una esas distintas dimensiones.

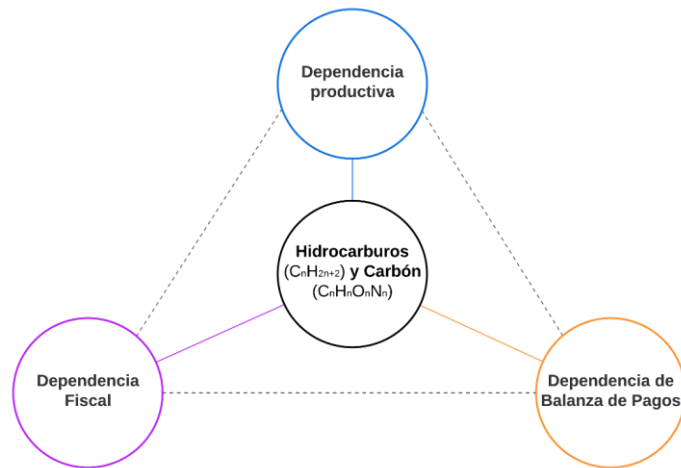


Figura 4.2. Mirada integral a las dimensiones de dependencia económica de los combustibles fósiles  
Fuente: elaboración propia.

### 4.3.1. Dependencia productiva

Implica que en gran medida la actividad asociada a ciertos productos es un determinante de tendencias y de la estructura productiva en general. Así, si bien las variaciones en periodos cortos y medianos suelen responder a condiciones más volátiles con relación a las variables de referencia —como pueden ser precios internacionales o flujos de capital, entre otros—, la estructura económica se mantiene más o menos estable en el tiempo (UNCTAD, 2019).

Si se analizan los datos disponibles, la economía colombiana, por tanto, mantiene una estructura productiva dependiente de las materias primas (Zerda Sarmiento, 2015). Esto se traduce en un panorama heterogéneo entre ramas de actividad, con algunas que concentran grandes contingentes de recursos (infraestructura, maquinaria, equipamiento, etc.) respecto a la mano de obra empleada, desarrollos tecnológicos<sup>58</sup> y altas tasas de rentabilidad. Usualmente se trata de actividades asociadas a la producción o extracción de materias primas cuyo principal destino son las exportaciones. Mientras tanto, otros sectores mantienen una situación totalmente inversa, con procesos intensivos en mano de obra, bajas tasas de rentabilidad, además de estar dirigidos comúnmente al mercado interno. Y en el medio, sectores que pueden mantener relaciones similares a las de la industria extractiva, en cuanto a recursos y mano de obra, pero que, dada la preponderancia de aquella, mantienen bajas tasas de rentabilidad y destinan su producción en mayor proporción al mercado interno (Duque, 2022).

<sup>58</sup> Aunque esto no implique mayor valor agregado, puesto que dichos desarrollos se emplean en labores extractivas.

Así como se puede afirmar que diferentes dimensiones de la economía colombiana dependen de la actividad petrolera o carbonífera, se tiene que dejar claro que no es una economía petrolera o carbonífera (Yergin, 2012b)<sup>59</sup>. Como se muestra en las secciones 1.4, 1.5, 3.4 y 3.5, Colombia representa tan solo una pequeña fracción de las exportaciones mundiales de estos energéticos, y una fracción aún menor de su consumo.

En la figura 4.3 se presenta la descomposición del PIB por rama de actividad económica desde 2005 hasta 2021. La participación de la actividad de minas y canteras se ha mantenido estable durante ese periodo (promedio de participación de 5,47 % en el PIB), con los hidrocarburos y el carbón ocupando una importante posición. El periodo en el que esta participación se ha ensanchado ha sido el de 2005-2014 (alcanzando un nivel máximo de 6,52 % en 2013), que coincide con la fase creciente del conocido auge de las materias primas a nivel internacional. Por otro lado, las actividades que en promedio mantuvieron la mayor participación en el PIB durante el periodo 2005-2021 son el comercio<sup>60</sup> (16,83 %), el gasto del Gobierno en administración pública y defensa<sup>61</sup> (14,02 %) y la industria manufacturera (13,18 %).

---

<sup>59</sup> La economía de un país se considera petrolera siempre que más del 70 % de su renta se derive del sector de hidrocarburos (Yergin, 2012a).

<sup>60</sup> Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas; transporte y almacenamiento; alojamiento y servicios de comida.

<sup>61</sup> Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria; educación; actividades de atención de la salud humana y de servicios sociales.

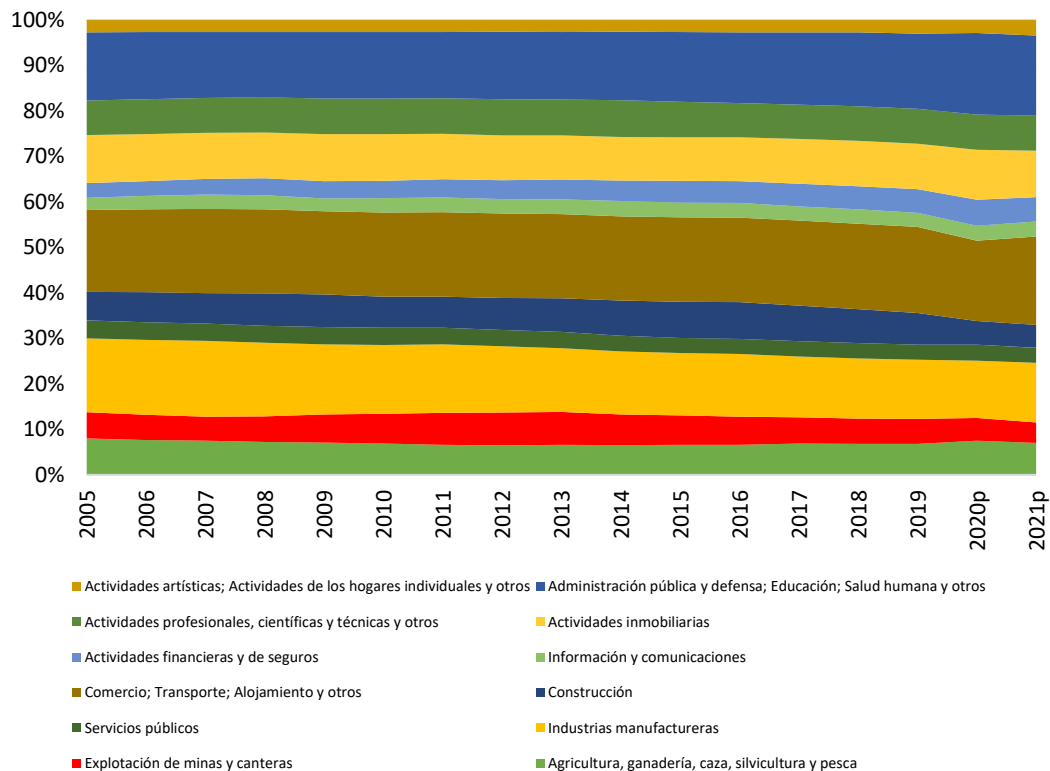


Figura 4.3. Participación por rama de actividad en el PIB (2005-2021)  
 Fuente: elaboración propia. Datos: cuentas nacionales departamentales (DANE, 2022c).

Respecto a la dinámica de crecimiento del valor agregado ilustrada en la figura 4.4, entre 2008 y 2014, años durante los cuales las demás ramas mantenían aportes constantes en cuanto al crecimiento de la economía nacional, resalta que el sector de minas y canteras crecía significativamente, constituyéndose en una de las actividades que más impulsaba dicho crecimiento. No obstante, a partir de la caída de los precios internacionales de las materias primas en 2014, el aporte del sector mermó, y en varios momentos se hizo negativo. Posterior a esta fecha, los otros sectores han mantenido sus participaciones más o menos estables, a excepción de la construcción, que también cayó significativamente.

Los sectores que más contribuyeron al crecimiento del valor agregado a partir de la caída de los precios de las materias primas fueron la administración pública (0,75 p. p.) y el comercio (0,77 p. p.). Nuevamente, resalta la baja participación del sector industrial, que contribuye en promedio (2005-2022) con apenas 0,4 p. p. al crecimiento del PIB, lo que demuestra un bajo desarrollo del sector en Colombia, que ha perdurado a lo largo del tiempo dejando la economía nacional en manos de

sectores con menores encadenamientos productivos y menor capacidad de atraer capitales extranjeros.

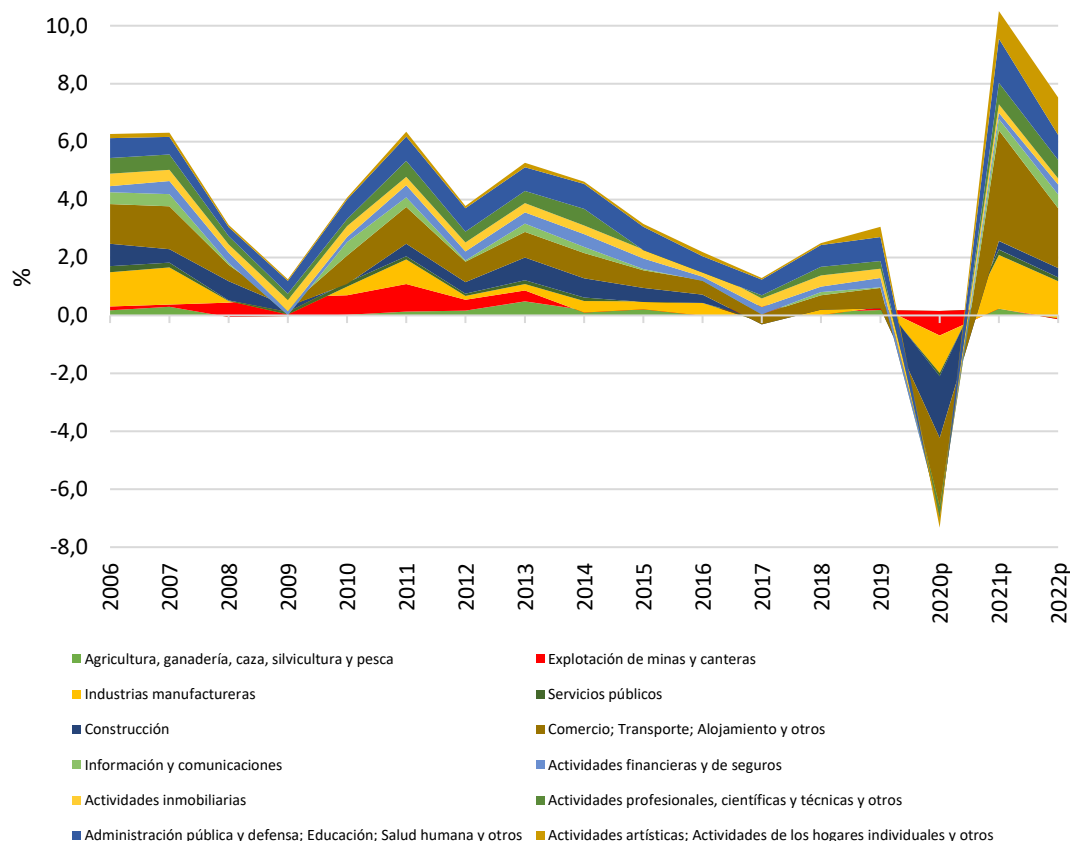


Figura 4.4. Porcentaje de contribución al crecimiento del valor agregado en la economía colombiana (2006-2022)

Fuente: elaboración propia. Datos: cuentas nacionales departamentales (DANE, 2022c).

En 2020, ante la coyuntura internacional, la actividad económica del sector de minas y canteras se mantuvo estable. En cuanto a su contribución al crecimiento del valor agregado, no se desplomó a niveles tan profundos como otras actividades, lo cual resalta el peso del sector en la dinamización del crecimiento económico nacional incluso en épocas de recesión o crisis por coyunturas externas. En años recientes (2021 y 2022) las principales actividades económicas en cuanto a contribución al crecimiento del valor agregado de la economía colombiana fueron el comercio (2,1 p. p.) y las industrias manufactureras (1,3 p. p.).

#### 4.3.1.1. Empleo

En contraste con la importancia que ha representado el sector E&P para impulsar el crecimiento económico en periodos particulares, no ocurre lo mismo en cuanto a la

demanda de trabajo (Rudas & Espitia, 2013). La actividad asociada a la producción de hidrocarburos y carbón, y en general la actividad de minas y canteras, no es intensiva en capital (Arguello, 2011a)<sup>62</sup>, por lo que la demanda de empleo del sector suele rondar el 1 % del total de empleos de la economía colombiana (López *et al.*, 2013). Esto incluso en sus periodos de auge, mostrando una fuerte persistencia a mantener una ratio de capital-trabajo estable, y por ende una demanda de empleo con baja participación en el total de nacional.

Como se muestra en la figura 4.5, para 2019 el sector minero y de hidrocarburos generó 197.000 empleos, siendo la actividad de extracción de minerales metalíferos la líder en ese rubro (65.000 empleos), mientras que la minería de carbón térmico (de piedra y lignito) y la extracción de petróleo crudo y gas apenas sumaron en conjunto 88.000 empleos.

Para 2022, según la Gran Encuesta Integrada de Hogares (GEIH) realizada por el DANE el número de empleos en promedio generados por el sector de Explotación de Minas y Canteras es de 165.000 empleos, no obstante, ante la nueva metodología implementada en la encuesta la segmentación de número de empleos por actividad económica dentro del sector no se encuentra explícita entre los resultados presentados por el DANE en la GEIH.

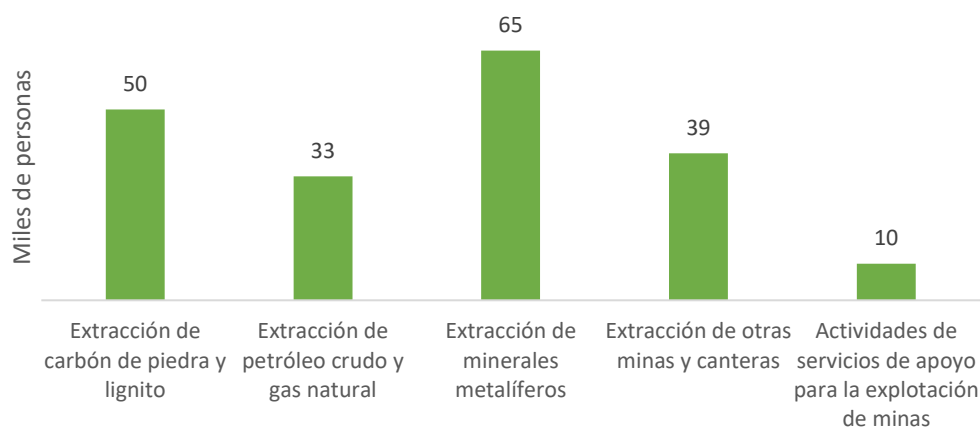


Figura 4.5. Personas ocupadas por actividad económica. Sector minero y de hidrocarburos (2019, cifras en miles)

Fuente: elaboración propia. Datos: DANE (2019).

<sup>62</sup> La relación de capital-trabajo estimada es de 5,39 para el sector petróleo y 2,05 para el de petróleo procesado. Junto con el carbón estas son las razones de capital-trabajo más altas en la economía colombiana (Arguello, 2011b). Esta cifra va en el mismo sentido de la intensidad factorial calculada por el Comité Interinstitucional (2010), que reporta que en el producto sectorial el capital participa en un 97,2 % y el trabajo, en 2,1 %.

Dada la alta intensidad en maquinaria, equipos y otros de este sector, es difícil sustituir capital por trabajo. En el caso de los hidrocarburos los procesos de perforación, extracción y refinación requieren de maquinaria de gran envergadura y costo, mientras que necesitan un aporte relativamente pequeño de fuerza laboral (Villar *et al.*, 2014a).

El panorama de los flujos entre la generación de empleo y el PIB como resultado de cada actividad económica para 2021 se ilustra en la figura 4.6. Allí se observa que la demanda de empleo se concentra en sectores diferentes a la actividad de minas y canteras, que representa apenas el 0,9 % de aquel y el 5,5 % del PIB. La actividad principal en cuanto a la generación de empleo es el comercio, que concentra el 33,4 % de este y el 18,9 % del PIB; seguido de la agricultura, con el 15,8 % y el 6,8 % respectivamente; la administración pública y de defensa, con el 11,4 % y el 16,6 %, y las industrias manufactureras, con el 11,2 % y el 13 %. Resalta el sector industrial por ser el tercero que más valor agrega y de los que más trabajadores emplea. Sin embargo, el bajo desarrollo de la industria en Colombia impide un mayor grado de incidencia del sector sobre la economía colombiana y deja en evidencia los beneficios que se pueden derivar de impulsarlo en materia de productividad.

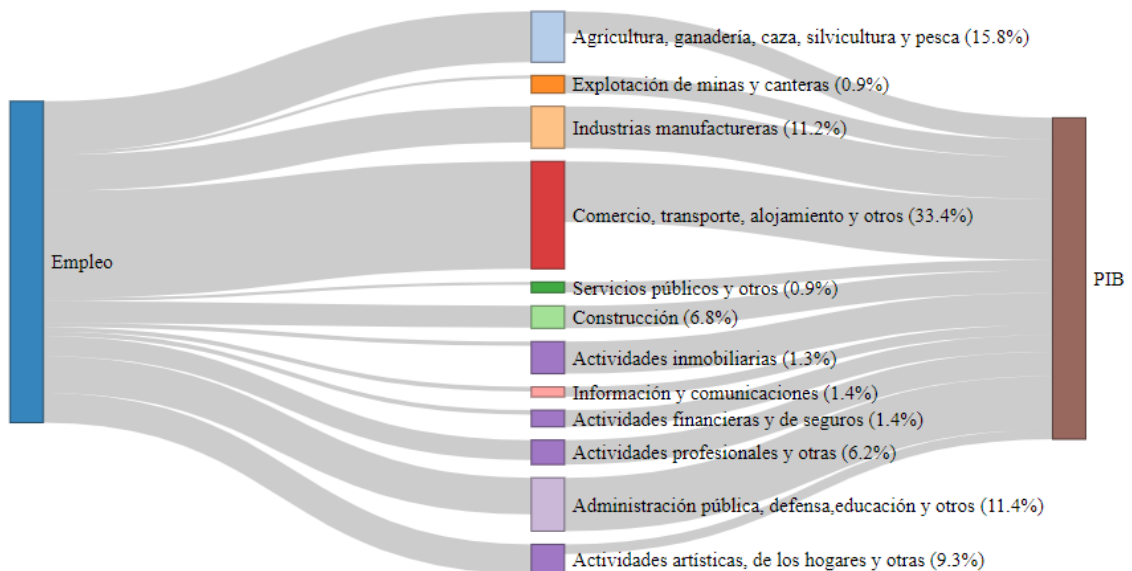


Figura 4.6. Empleos frente a PIB por actividad económica en Colombia (2021) Fuente: elaboración propia. Datos del DANE (2021; 2022).

Para un contraste con el panorama regional, la figura 4.7 exhibe las rentas del petróleo y del carbón percibidas por los países de América Latina. Colombia se posiciona como el país de la región que más rentas obtuvo del carbón en relación con el PIB (0,57 %) y el segundo que más rentas obtuvo del petróleo (3,69 % del PIB), superado en este último aspecto únicamente por Ecuador (6,61 % del PIB). Resalta entonces la baja participación de las rentas petroleras en relación con el PIB en México y Brasil, grandes productores de petróleo en Latinoamérica (World Bank, 2021b)<sup>63</sup>.

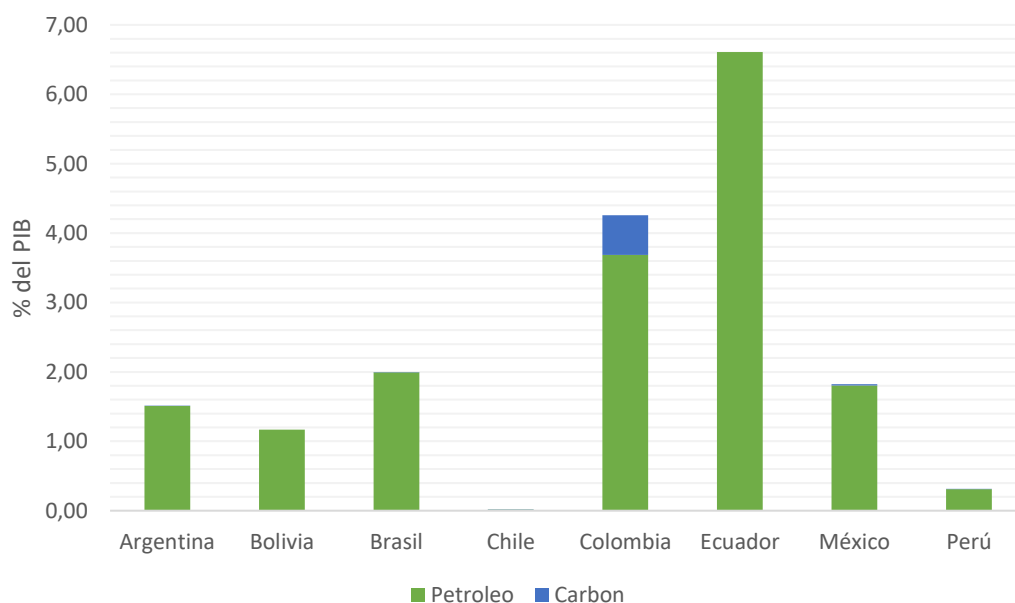


Figura 4.7. Rentas del petróleo y del carbón en Latinoamérica (% del PIB, 2019)  
Fuente: elaboración propia. Datos: World Bank (2021b).

#### 4.3.1.2. Encadenamientos

Los encadenamientos productivos pueden ocurrir en doble sentido: hacia atrás, lo que hace referencia a la demanda de un sector, y hacia adelante, lo que hace referencia al efecto de la oferta de ese mismo sector. Respecto a los encadenamientos productivos *hacia atrás* del sector de hidrocarburos y carbón en la economía colombiana, existe evidencia de que son inferiores a los de otros sectores, además de que se mantienen

<sup>63</sup> El Banco Mundial define las rentas de petróleo y de carbón como la diferencia entre el valor de la producción de petróleo crudo o de carbón duro y blando a precios mundiales y los costos totales de producción (World Bank, 2021b).

estables y en gran parte se asocian a la importación de maquinaria especializada (Enciso *et al.*, 2013). Esto indica que cambios en la demanda final del sector a menudo producen sobre la producción del resto de sectores variaciones inferiores a las que se producen por la demanda del resto de sectores sobre la economía (Enciso *et al.*, 2013).

Los encadenamientos hacia adelante presentan un comportamiento que da cuenta de la relevancia del sector pues se ubican por encima del promedio de los demás sectores económicos (Enciso *et al.*, 2013). Si bien este resultado es consistente con la matriz energética primaria, en la que los hidrocarburos y el carbón son una fuente muy importante de energía para diferentes ramas de actividad, este resultado tan solo aplica al petróleo y el carbón que efectivamente se quedan en el país para entrar en cadenas de valor locales. En 2022, eso correspondió a tan solo 40 % del petróleo y 5,02 % del carbón extraído en Colombia.

El tipo de encadenamientos hacia adelante ubica al sector de los hidrocarburos y el carbón en el grupo de actividades estratégicas para la economía. El efecto de difusión del sector es relativamente bajo, ya que cambios en su demanda final no se transmiten de manera importante a otros sectores. Por otro lado, al considerar la producción del sector como insumo intermedio, esta es crucial para el funcionamiento de otras actividades, por lo cual su efecto de absorción es relativamente alto.

- Encadenamientos del sector de hidrocarburos:

*Hacia adelante.* Se concentran principalmente en tres áreas: 1) la refinación de petróleo crudo; 2) el uso de gas y materias primas líquidas para la industria petroquímica y 3) el uso de los combustibles en la producción de electricidad y uso intensivo para la industria (DNP & Econcept, 2020b). Los ingresos generados por estos encadenamientos alcanzan cerca del 3,1 % del PIB (DNP & Econcept, 2020b).

En la figura 4.8 se puede observar que dichos encadenamientos se concentran principalmente en el área de refinación (62 %); el 28 % corresponden a insumos para la extracción de petróleo crudo y gas; el 7 %, a la fabricación y distribución de gas, y el restante 3 %, a generación, captación y distribución de energía eléctrica. Estos datos reflejan una alta concentración de los encadenamientos en la refinación, que sobresale como uno de los sectores industriales de mayor importancia para el país, toda vez que allí confluyen no solo la seguridad energética, sino una importante fuente de ingresos para la nación.

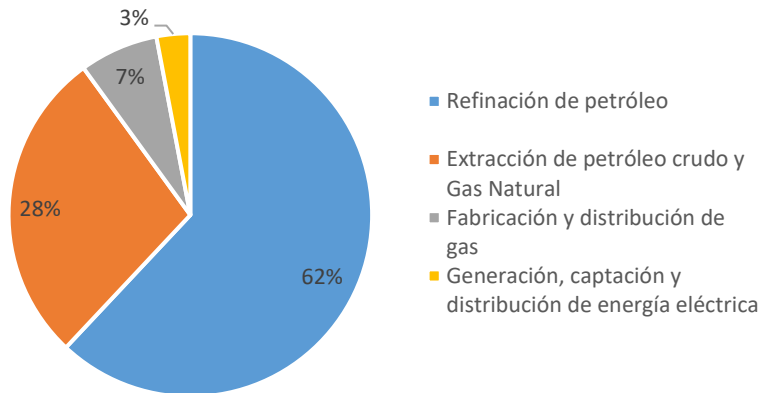


Figura 4.8. Demanda intermedia nacional del sector de hidrocarburos (2017)

Fuente: elaboración propia. Datos: DNP & Econcept (2020b).

*Hacia atrás.* Se concentran en bienes y servicios con alto valor agregado. Es decir, la demanda intermedia que genera el sector hacia sus proveedores se concentra en equipamientos y maquinaria de alta complejidad. No obstante, este sector tiene una alta incidencia a nivel regional, especialmente en la demanda intermedia de servicios asociados: transporte y alimentación, entre otros.

En la tabla 4.1 se presentan los cinco principales bienes de la demanda intermedia del sector de los hidrocarburos. El Índice de Importancia en la Cadena de Valor refleja la importancia y peso de cada bien o servicio para la actividad en cada uno de los eslabones de producción de los hidrocarburos. Este índice es un valor que oscila entre 0 y 100 dependiendo de la relevancia de cada bien o servicio del sector en la cadena productiva de la economía nacional.

Se puede observar que los elementos de seguridad industrial y contraincendios son los bienes intermedios con mayor importancia dentro de la producción del sector. De igual manera, el eslabón del *upstream* es el que mantiene los encadenamientos más importantes *hacia atrás*, directamente en las regiones donde se desarrollan las diferentes actividades de E&P.

**Tabla 4.1. Top 5 de bienes o servicios demandados en los tres eslabones principales de la cadena de hidrocarburos**

Bien o servicio	Índice de Importancia en la Cadena de Valor	Eslabón
Elementos de seguridad industrial y contraincendios	80	<i>Upstream/midstream/downstream</i>

Mantenimiento integral de campos de producción y estaciones de producción y bombeo	60	<i>Upstream</i>
Intercambiadores de calor, hornos y calderas	60	<i>Downstream</i>
Ingeniería de fluidos y lodos de perforación	60	<i>Upstream</i>
Cableado y accesorios eléctricos	60	<i>Upstream</i>

Fuente: elaboración propia con base DNP & Econcept (2020b).

- Encadenamientos del sector del carbón térmico:

*Hacia adelante.* Se concentran en la coquización, la generación eléctrica y otros procesos caloríficos en la industria, como lo muestra la figura 4.9<sup>64</sup>.

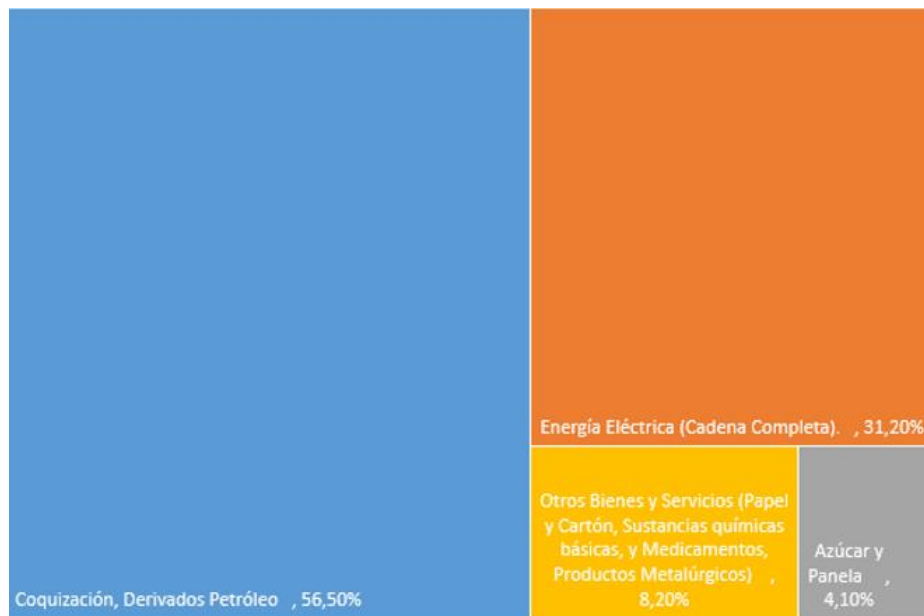


Figura 4.9. Distribución de consumo por carbón (2017)

Fuente: elaboración propia. Datos: DNP & Econcept (2020b).

En contraste, los encadenamientos del sector de carbón metalúrgico son 100 % dirigidos a la producción de materiales metalúrgicos.

*Hacia atrás.* Se concentran principalmente en los servicios de apoyo al transporte; agro y minero, y coquización y refinería, como se puede observar en la figura 4.10. Así

<sup>64</sup> Véase también sección 3.5.

vistos, los encadenamientos del sector carbón se concentran en actividades de transporte de carga, pasajeros (probablemente trabajadores), uso de combustibles (para la maquinaria) y mantenimiento (de la maquinaria). Dentro de estos encadenamientos hacia atrás, no existe, además de los combustibles, casi ningún encadenamiento *industrial*—no figura, por ejemplo, la fabricación de implementos o maquinaria para esta actividad—.

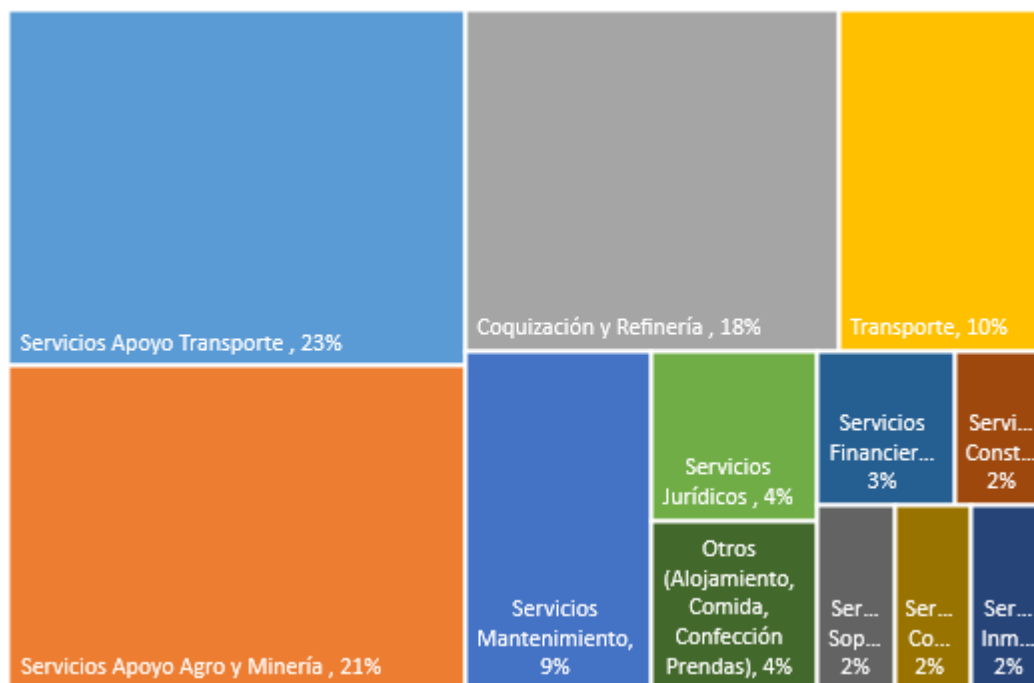


Figura 4.10. Composición del consumo intermedio en el sector carbón (piedra y lignito)  
Fuente: elaboración propia. Datos: DNP & Econcept (2020a); DNP & MIP (2017); DANE.

#### 4.3.1.3. Inversión

En la figura 4.11 se presenta el crecimiento de la inversión nacional, lo que en economía se conoce como *formación bruta de capital fijo* (FBKF)<sup>65</sup>, durante el periodo 1990-2022. Se evidencia un comportamiento altamente cíclico con una tendencia general decreciente hasta 2019. Sin embargo, tras el choque provocado por la pandemia el crecimiento de la inversión muestra una fuerte recuperación, como consecuencia del gran impulso económico promovido para acelerarla. Para 2022 la FBKF del sector de minas y canteras fue de 18,7 billones de pesos, es decir, representó cerca del 9,8 % del total para este año. En promedio desde 1990 hasta 2022 la FBKF anual del sector ha sido de 11,5 billones, lo que representa en promedio más del 10 % del total del país cada año. El sector de minas y canteras creció en

<sup>65</sup> Para los datos de FBKF se tomaron precios constantes (año base 2015).

promedio durante este periodo a una tasa anual del 5 % y contribuyó a la variación de la FBKF en 0,6 p. p. Es entre 2004 y 2014, cercano al periodo de auge minero-energético, cuando el sector exhibe una mayor tasa de crecimiento, con un promedio anual de 13 % y una contribución promedio de 1,4 p. p. Durante los años recientes (2021 y 2022) el sector mostró un crecimiento anual promedio de 19 % y una contribución a la variación de la inversión de 1,8 p. p. promedio anual.

Para el periodo evaluado (1990-2022) las actividades que más han dinamizado el crecimiento de la FBKF han sido comercio, hoteles y restaurantes, con un promedio de crecimiento anual de 8 % y una contribución promedio a la variación de 0,4 p. p. anual; seguida de transporte, almacenaje y comunicaciones, con 6 % y 0,8 p. p., y la construcción, con 6 % y 0,1 p. p. Aunque estos sectores han tenido las mayores tasas de crecimiento promedio a lo largo del periodo, han mostrado un comportamiento altamente inestable y volátil. Por su parte, las industrias manufactureras han crecido en promedio apenas un 3 % anual, lo que refuerza el bajo desarrollo del musculo industrial en Colombia. Sin embargo, a pesar de las bajas tasas de crecimiento el sector ha contribuido de manera importante a la variación de la inversión: 0,4 p. p., lo mismo que el sector de comercio, hoteles y restaurantes y mayor incluso que el sector de la construcción, lo que señala la gran capacidad dinamizadora que tiene el sector industrial para las economías.

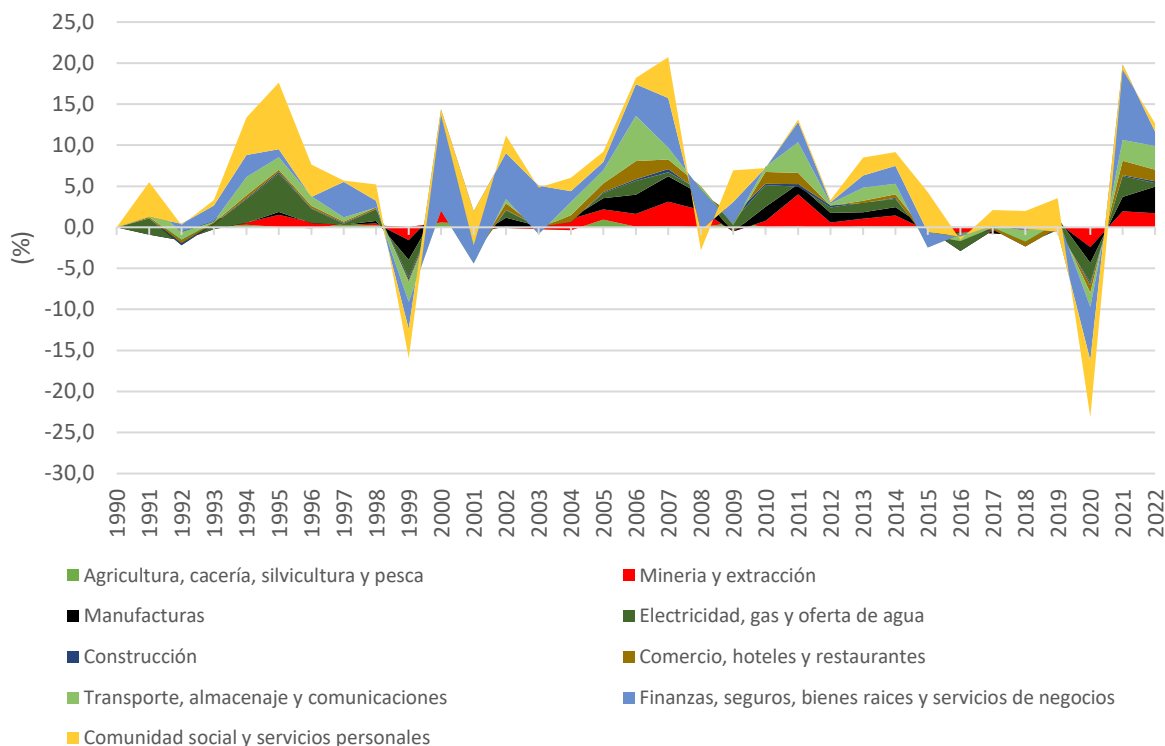


Figura 4.11. Crecimiento de la inversión en Colombia (FBKF, 1990-2022)

Fuente: elaboración propia. Datos: DANE, Cuentas Nacionales.

La tendencia cíclica de la inversión coincide con el comportamiento del ciclo de las materias primas y la dinámica financiera internacional. Los picos y valles se explican por su sincronización con choques externos en los mercados de materias primas y financieros: crisis financiera de 2008; rondas de flexibilización cuantitativa a partir de esta; caída en los precios de las materias primas a finales de 2014 y cambio en el manejo de la tasa de interés por parte de la Reserva Federal en Estados Unidos.

En la figura 4.12 se detalla la inversión en minería y otras actividades extractivas entre 1990 y 2022 en Colombia. La inversión en este sector se destinó principalmente a la construcción no residencial, representando en promedio una inversión total de 5,6 billones anuales, es decir, cerca del 50 % anual del total de la inversión. Este rubro se refiere a procesos asociados con las actividades extractivas como la construcción de un frente minero o la instalación de un pozo petrolero. En general sobresale que la inversión del sector se concentra en este y en rubros como otra maquinaria y equipos (23 % en promedio de la inversión anual total del sector), equipo y transporte (15 %) y equipos computacionales (14 %). Durante 2022 los principales rubros fueron otra maquinaria y equipos, con un valor de 5,5 billones (29

%), construcción no residencial, la cual atrajo más de 5,1 billones (28 %) y equipo de transporte, con 4,3 billones (23 %).

Así las cosas, casi la totalidad de la inversión en el sector corresponde a compras de maquinaria, equipos de transporte y equipos computacionales. Las inversiones en investigación y desarrollo, entre otras, no pasan de ser marginales dentro de las inversiones totales.

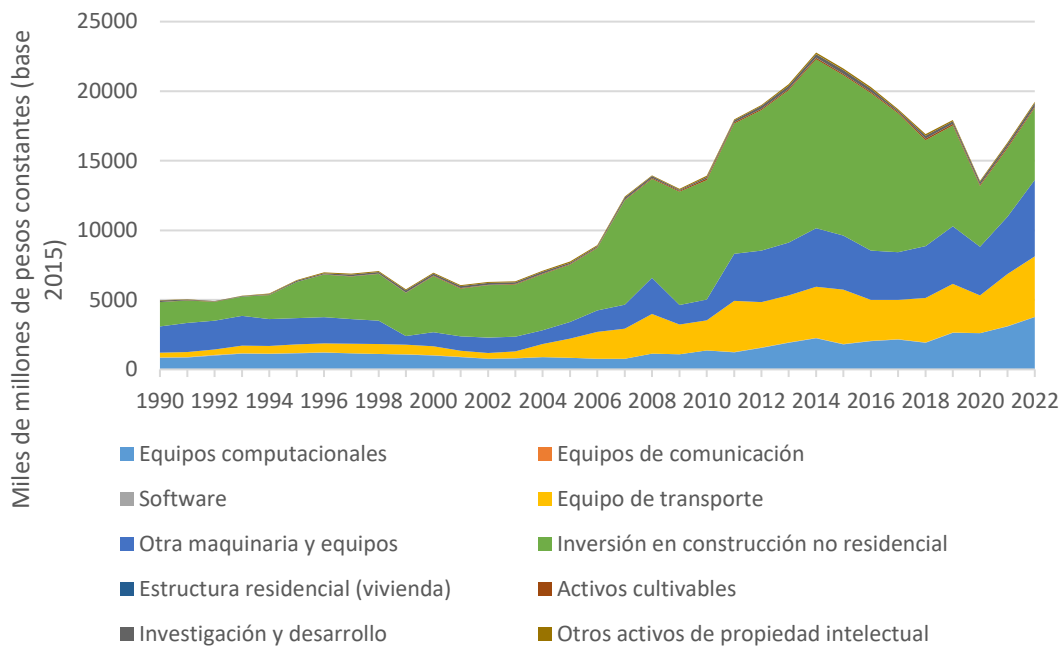


Figura 4.12. Composición de la inversión en minas y extracción (1990-2022)  
Fuente: elaboración propia. Datos: DANE, Cuentas Nacionales.

Sobre este punto, si se observa el panorama nacional de la inversión en actividades de investigación y desarrollo entre 1990 y 2022, ilustrada en la figura 4.13, se puede ver que es el sector de manufacturas el que ha mostrado una mayor participación histórica, contribuyendo en promedio con cerca de 546.000 millones anualmente, es decir, más del 41 % del total de la inversión en I&D anual, seguido de los sectores de comunidad social y servicios personales, con una contribución de 169.000 millones (12,2 %); transporte, almacenaje y comunicaciones con 142.000 millones (11,3 %), y minería y extracción con cerca de 140.000 millones (10,5 %).

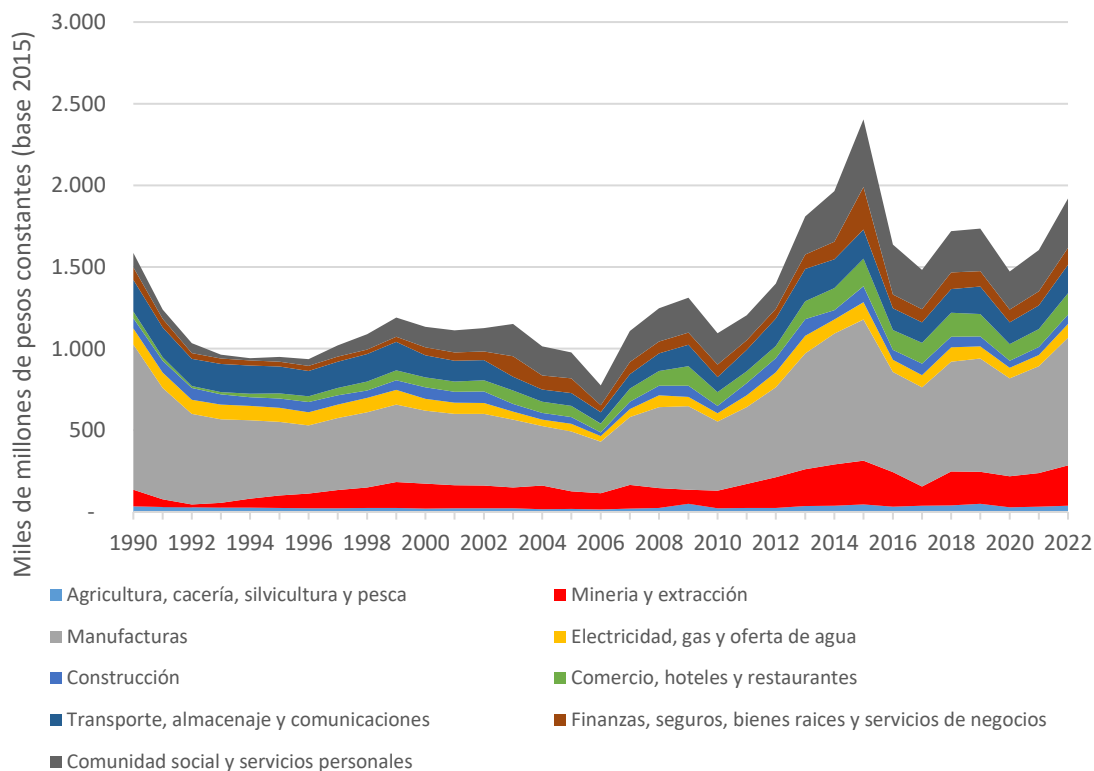


Figura 4.13. Inversión (FBKF) en investigación y desarrollo (1990-2022)

Fuente: elaboración propia. Datos: DANE, Cuentas Nacionales.

La figura 4.14 muestra el crecimiento de la inversión en investigación y desarrollo y la contribución de cada sector económico en ese sentido. Dicha inversión ha mostrado un comportamiento bastante volátil, con una tasa de crecimiento anual promedio durante el periodo evaluado de apenas 2 %, alcanzando en 2007 el mayor crecimiento (43 %) y en 2016 el mayor decrecimiento (-32 %). El sector de minas y energía, si bien es apenas el cuarto en cuanto a participación, es el principal responsable de impulsar el crecimiento de la inversión, contribuyendo en promedio con 1,12 p. p. a su variación; seguido por el sector de comunidad social y servicios personales (1,09 p. p.) y el financiero (0,97 p. p.). Para el año más reciente (2022) la inversión en investigación y desarrollo creció 20 %, lo que se explicó principalmente por el sector manufacturero (8 p. p.), el de comunidad social y servicios personales (3,1 p. p.) y el minero (2,5 p. p.).

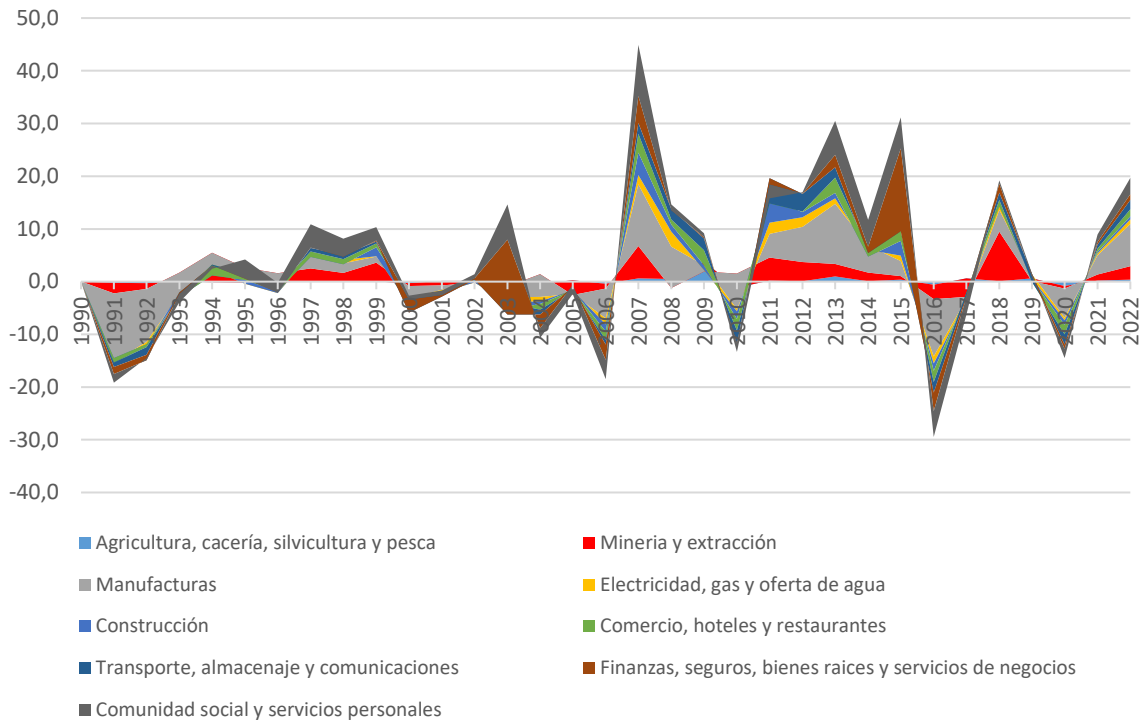


Figura 4.14. Crecimiento de la inversión en investigación y desarrollo (1990-2022)

Fuente: elaboración propia. Datos: DANE, Cuentas Nacionales.

Si bien las actividades extractivas actúan como una importante fuente de recursos para la economía, el desarrollo del sector de los hidrocarburos y minero, en conjunto con un panorama internacional favorable para el comercio de estas mercancías, puede ocasionar un crecimiento artificial de la economía, que en lugar de expandirse a otros sectores productivos puede llegar a debilitarlos. Este fenómeno recibe el nombre de *enfermedad holandesa* o *mal holandés* (Brahmbhatt *et al.*, 2010; Bresser-Pereira, 2008; Egert & Leonard, 2008).

La enfermedad holandesa funciona de la siguiente manera. Un país con importantes recursos minerales, en el caso de Colombia principalmente el petróleo y el carbón, decide extraerlos y exportar. En caso de que se haga de la mano de capital extranjero, primero entran flujos importantes de divisas (p. ej., dólares) para la inversión y luego, cuando empieza la venta externa de estos recursos, por concepto de dichas ventas. La combinación de ambos factores hace que, siendo el resto de las cosas iguales, haya un aumento sustancial en la cantidad de divisas que ingresan a la economía, lo que suele provocar una apreciación de la moneda doméstica (el peso colombiano, en nuestro caso). El crecimiento acelerado de la economía provocado por el *boom* exportador de materias primas produce entonces un incremento en la tasa

de cambio, haciendo a la divisa local más fuerte ante otras monedas del mundo. Por ese motivo, a continuación, los sectores productores de bienes fáciles de comprar y vender, como la industria manufacturera o la agricultura, se tienen que enfrentar a importaciones cada vez más baratas. En ausencia de aranceles u otros mecanismos de protección hacia la producción local, la industria y la agricultura nacionales se vuelven poco competitivos en el mercado internacional, perdiendo cuota de mercado e incluso viéndose expulsadas de aquel. Hay, por lo tanto, una disminución en las exportaciones diferentes a los *commodities*, además del ya descrito aumento de las importaciones (Bresser-Pereira, 2009; Rapetti *et al.*, 2019). Distintos trabajos han analizado este fenómeno para Colombia, concluyendo en su mayoría que sí se ha dado y ha afectado la competitividad de la industria nacional (Botta *et al.*, 2016a; López González *et al.*, 2016; Poncela *et al.*, 2017).

En detalle, el mecanismo de transmisión entre el tipo de cambio y el crecimiento económico funciona de la siguiente forma:

*el crecimiento dependerá de la tasa de ahorro, que depende de la tasa de inversión, que depende de la existencia de oportunidades de lucro, que a su vez depende de las oportunidades de exportación las que, en última instancia, existirán únicamente si el tipo de cambio no está sobrevaluado, sino que es competitivo*<sup>66</sup> (Bresser-Pereira, 2009, p. 7).

No obstante, como se señaló anteriormente, la tendencia de las economías dependientes de materias primas a mantener una moneda sobrevaluada y los pocos esfuerzos que hacen los países por corregir la tasa de cambio han llevado al debilitamiento de otros sectores fundamentales para el crecimiento de la economía, como el sector industrial.

Lo anterior, sumado a políticas monetarias tradicionales que emplean la tasa de interés como herramienta para controlar la inflación y en su camino agudizan la volatilidad de la tasa de cambio, tiene como consecuencia una reducción en la rentabilidad y la competitividad de las industrias no extractivas, desincentivos a la producción de bienes y servicios transables y una desaceleración generalizada del crecimiento económico (Rapetti *et al.*, 2019)..

Colombia no escapa a esta dinámica. Estudios empíricos han demostrado que existe una relación negativa entre el tipo de cambio y el sector industrial en Colombia, de modo que una apreciación del 1 % del tipo de cambio real se traduce en una reducción del valor agregado industrial de entre 0,26 % y 0,29 % (Sierra & Manrique

---

<sup>66</sup> Por *tipo de cambio competitivo* se hace referencia a uno que favorece la competitividad de las empresas comerciales.

L., 2014). En efecto, el importante peso del sector extractivo en Colombia no solo ha provocado una dependencia de los hidrocarburos, sino que además ha debilitado el crecimiento, el desarrollo y la diversificación de la economía, especialmente del sector industrial.

#### *4.3.1.4. Territorial*

La actividad asociada a la E&P de hidrocarburos y minerales presenta una concentración en zonas geográficas específicas, que tiene como principal explicación las características geológicas del subsuelo. Estas características implican el desarrollo de aglomerados productivos de esta actividad en pocos departamentos. El resultado es una alta participación de esta actividad en el total de ingresos generados por estas regiones. En lo que respecta al sector de minas y canteras, llega a representar en algunos casos casi el 50 % del PIB departamental, como se ilustra en la figura 4.15, lo que territorializa el patrón de desenvolvimiento económico extractivista. Los departamentos en los que se concentra esta actividad, en los que obviamente esta representa una mayor proporción de los ingresos totales, son: Meta (46,9 %), La Guajira (46,1 %), Casanare (45,5 %), Arauca (40,2 %), Cesar (38,8 %) y Putumayo (38,8 %).

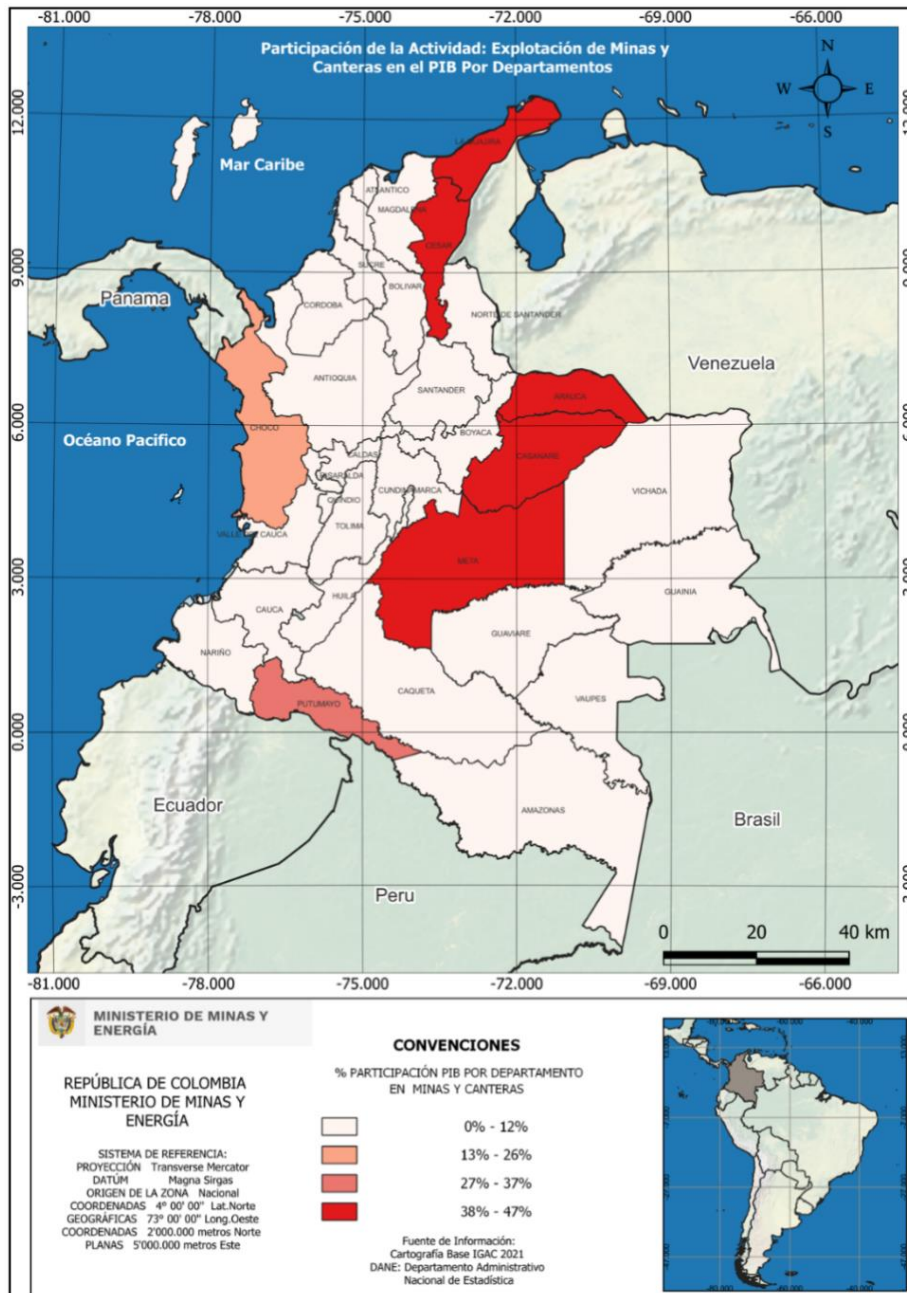


Figura 4.15. Participación de la explotación de minas y canteras en los PIB departamentales (2021)

Fuente: elaboración propia. Datos: DANE.

En contraste, la figura 4.16 muestra la inversión en el sector de minas y energía a nivel territorial, donde se observa una dinámica de menor concentración. Las entidades territoriales que disponen mayor cantidad de sus recursos presupuestarios para la inversión en desarrollo y promoción del sector de minas y energía son los

departamentos de Nariño, Antioquia y Bolívar: más de \$90.000 millones cada uno para promover e impulsar la E&P del sector minero-energético y de hidrocarburos. Vale la pena explicar que esta figura tan solo presenta las inversiones *de los departamentos* en el sector minas y canteras. No refleja las inversiones privadas en el sector —que son predominantes a nivel nacional—.

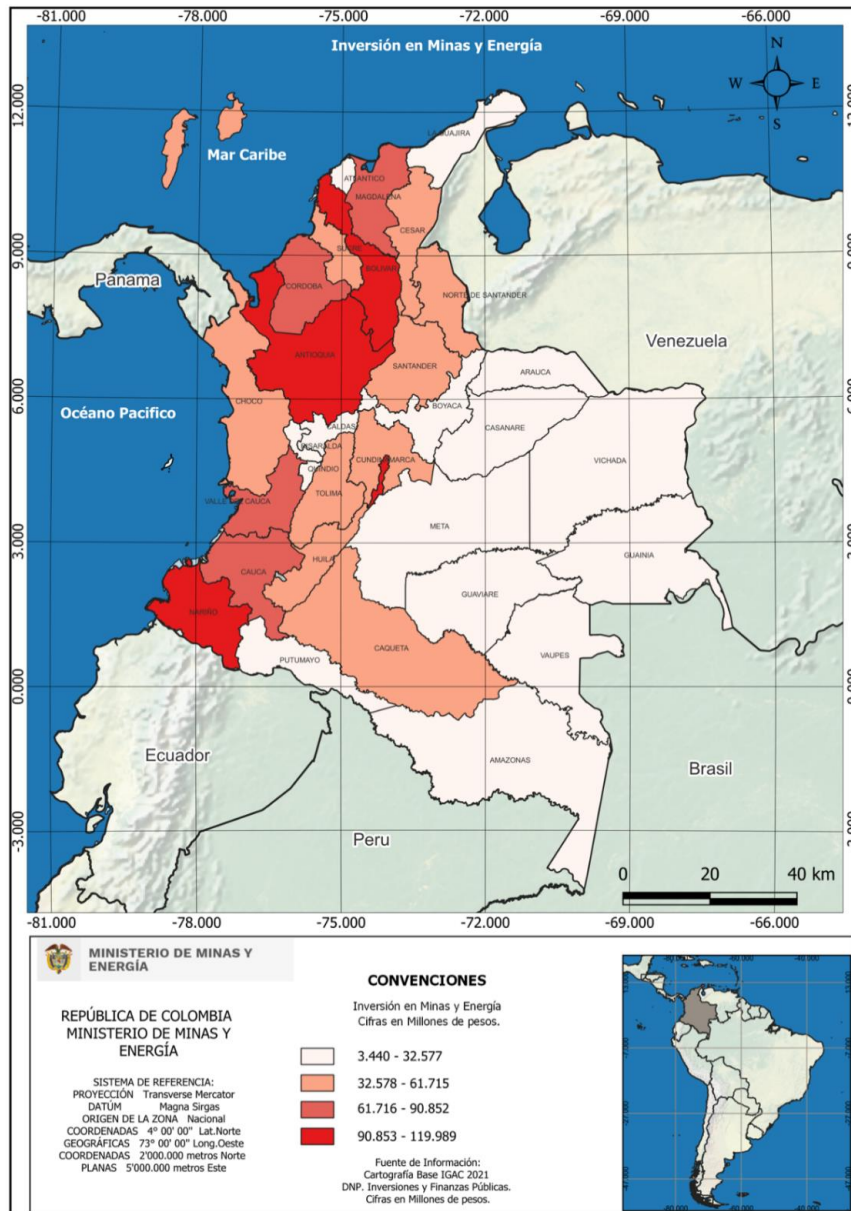


Figura 4.16. Inversión de las entidades territoriales en el sector de minas y energía (2019)  
Fuente: elaboración propia. Datos: DNP, 2019.

#### 4.3.1.5. Un panorama general

En términos del patrón de desenvolvimiento económico, el sector de minas y canteras, en particular la exploración y explotación de combustibles fósiles, ha sido determinante para la estructura productiva y la dinámica económica del país. Desde la perspectiva del crecimiento del sector y su aporte al crecimiento del valor agregado de la economía, se ha consolidado como uno de los sectores determinantes, con una tasa promedio de crecimiento del 12 % entre las décadas de 2000 a 2020, y como un motor de la dinámica en periodos específicos.

El sector de minas y canteras es intensivo en capital, dadas sus características particulares y sus demandas de tecnología y equipamiento, que no son sustituibles por fuerza laboral. Esto se evidencia en el hecho de que en promedio apenas genera el 1 % del total de los empleos de la nación. No obstante, ha sido un polo atracción de recursos extranjeros: en promedio el 50 % de los recursos de la nación provenientes de IED son dirigidos a las actividades de E&P en el sector minero-energético (ver sección 4.3.3), lo cual se debe primordialmente a los altos retornos de inversión y las tasas de rentabilidad del sector<sup>67</sup>.

En cuanto a encadenamientos productivos *hacia adelante* y *hacia atrás*, se destacan los primeros, dado que mantienen niveles por encima del promedio de los demás sectores de la economía. Se concluye que la producción del sector minero-energético es un insumo importante para la producción del resto de la actividad económica de la nación (Enciso *et al.*, 2013). No obstante, los efectos multiplicadores del sector de hidrocarburos en Colombia tienen una magnitud menor a los de otros sectores de la economía (Villar *et al.*, 2014a).

Los resultados hasta aquí expuestos se correlacionan con los hallazgos disponibles en la literatura especializada, consignados en la tabla 4.2, con los que se corrobora la dependencia productiva de la economía nacional con respecto a los combustibles fósiles como una característica fundamental del país.

---

<sup>67</sup> La tasa de rentabilidad promedio ponderada del sector de minas, petróleo y gas para 2018 fue cercana al 10 %, solo seguida por la fabricación de alimentos y bebidas, que para el mismo periodo mostró una tasa cercana al 7 % (Duque García, 2022).

**Tabla 4.2. Dependencia productiva de hidrocarburos en Colombia**

Estudio	Crecimiento	Empleo	Inversión	Formación bruta capital	Encadenamientos productivos	Periodo
	Porcentaje de crecimiento del sector productivo minas e hidrocarburos	Porcentaje de empleos generados sector minas e hidrocarburos frente al total nacional	IED (porcentaje destinado para el sector de minas e hidrocarburos)	Porcentaje de participación en el valor agregado	Pesos generados en la economía por cada peso producido en el sector minas y energía	
Colegio de Estudios Superiores de Administración (CESA) (Álvarez Hernández, 2020)	12,1		46			2007-2017
Estudios Internacionales (ESUMER) (Caicedo Plaza, Montoya Hurtado y Sagán, 2014)	12		48			2012-2013
UPME (Villar <i>et al.</i> , 2014)		1,1		7,7	1,14	2012
Universidad Externado de Colombia					1,3	2015
INDEPAZ (Prada, 2012)	11,4	1,13	59,97			2008-2010
Banco de la República (López <i>et al.</i> , 2012)		<1	47	8,1		2000-2011

Fuente: elaboración propia con datos de Álvarez Hernández (2020); Caicedo Plaza et al. (2014); Enciso et al. (2013); Otero Prada (2012); Rodríguez (2015); Villar et al. (2014b).

### 4.3.2. Dependencia fiscal

La dimensión fiscal de la dependencia respecto a los hidrocarburos y el carbón implica que el resultado de este sector incide de manera determinante en el comportamiento del gasto público nacional y de los ingresos de la nación. Por su puesto, esto tiene a su vez una manifestación territorial.

#### 4.3.2.1. Ingresos totales de la nación

Los ingresos del Gobierno Nacional Central (GNC) se componen de los ingresos corrientes de la nación (ICN) (tributarios y no tributarios), los fondos especiales y otros recursos de capital. Dentro de los ICN, que representan cerca del 89 % del total de ingresos del GNC, los ingresos tributarios representan el 99,4 %.

Como se presenta en la figura 4.17, los ingresos tributarios se explican principalmente por el impuesto sobre la renta, que representa cerca del 40 % de los ingresos del GNC. Allí se destaca la participación de las retenciones, que representan a su vez el 30 % de los ingresos del GNC. En segundo lugar, se encuentra el Impuesto al Valor Agregado (IVA), que representa el 38 % de los ingresos del GNC. Además, se destaca el papel de otros impuestos, tales como el gravamen sobre movimientos financieros (5,15 %), el impuesto al consumo (1,08 %), el impuesto sobre la gasolina y el ACPM (0,7 %), entre otros.

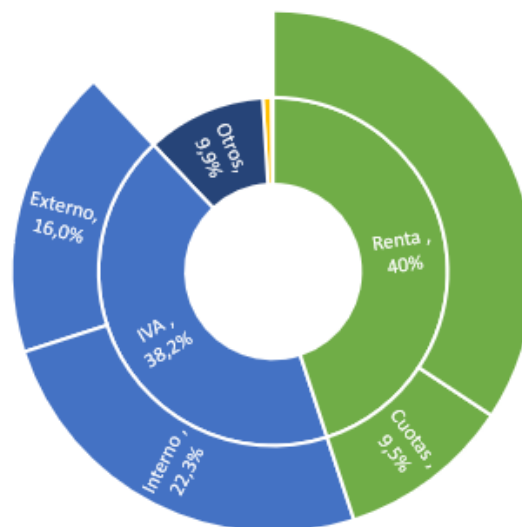


Figura 4.17. Distribución de ingresos tributarios en Colombia (2022)  
Fuente: elaboración propia. Datos: Ministerio de Hacienda y Crédito Público

Los ingresos del GNC no tributarios se muestran en la figura 4.18. En 2022 los fondos especiales y otros recursos de capital representaron en conjunto el 10,5 % de los ingresos totales del GNC. Los excedentes financieros estuvieron compuestos

principalmente por los rendimientos de Ecopetrol, que representaron cerca del 7 % de los ingresos totales del GNC.

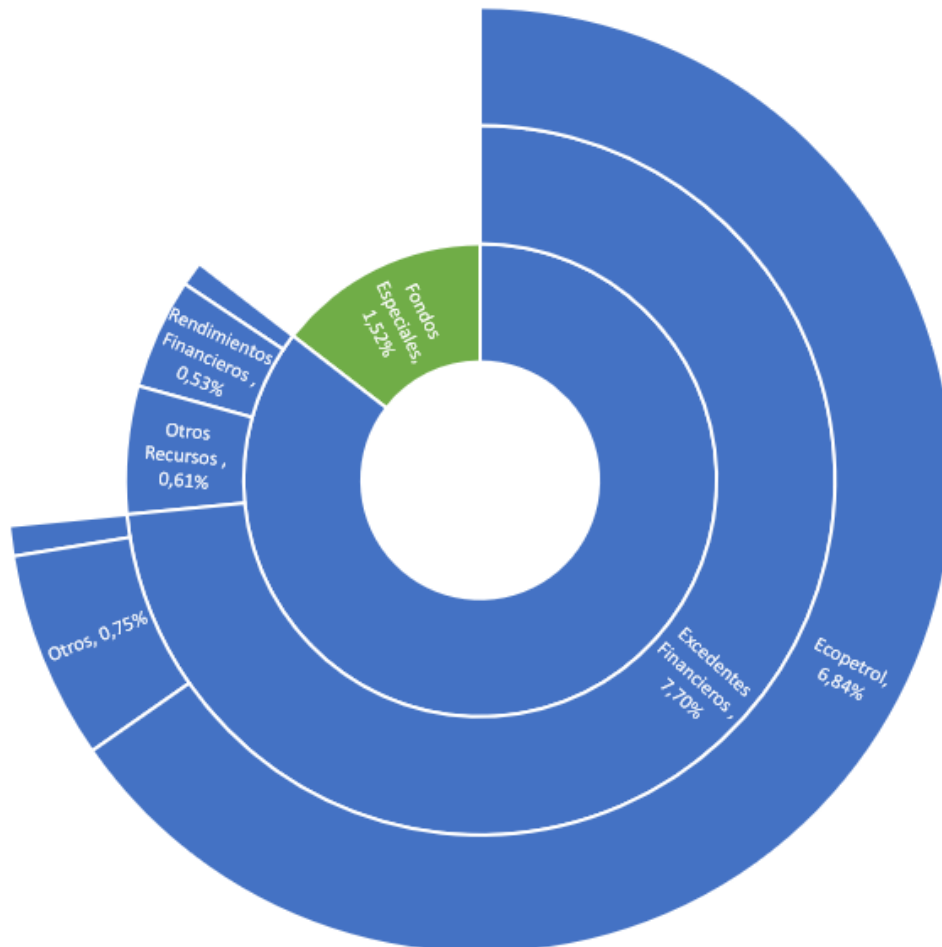


Figura 4.18. Distribución de ingresos diferentes a los ICN (2022)  
Fuente: elaboración propia. Datos: Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

#### 4.3.2.2. Aportes fiscales del sector E&P de hidrocarburos

Como se muestra en la figura 4.19, los aportes fiscales hacia el Gobierno Nacional Central y las entidades de todo orden por parte del sector de hidrocarburos en 2019<sup>68</sup> sumaron más de 33 billones de pesos y representaron el 3,14 % del PIB de ese año.

<sup>68</sup> Se tomaron los datos de este año dado que es el último periodo en que se evidencia la tendencia sin movimientos atípicos del sector de hidrocarburos en el país. De hecho, las cifras para 2020 presentan una importante disminución en cuanto a las contribuciones de la actividad asociada a la E&P de hidrocarburos sobre los ingresos fiscales de la nación debido a la crisis económica atravesada, y para 2021, aunque se presentó una notoria recuperación del sector, los datos aún no han alcanzado los niveles prepandemia, dando muestra de la senda de recuperación emprendida.

El impuesto de renta, las regalías y los dividendos de Ecopetrol fueron los componentes con una mayor relevancia, representando en conjunto cerca de 18 billones de pesos, es decir, el 1,77 % del PIB.

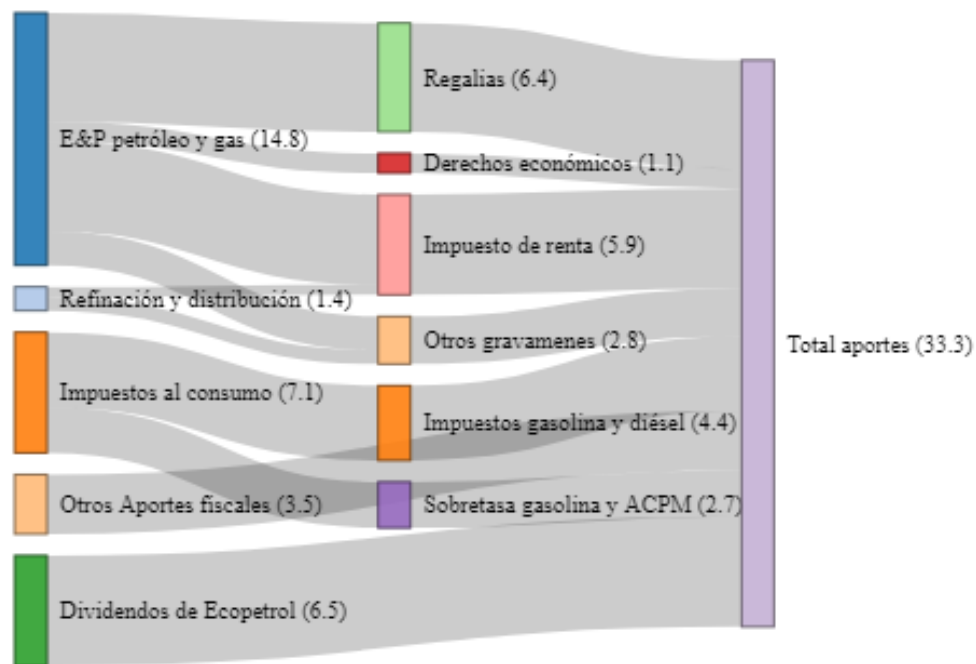


Figura 4.19. Flujos fiscales hacia el Gobierno Nacional Central y las entidades de todo orden producto de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos (2019, cifras en billones de pesos)

Fuente: elaboración propia. Datos: ACP (2021; 2022).

En efecto, la contribución del sector de hidrocarburos al Gobierno Nacional Central y a las entidades de todo orden en materia fiscal es significativa. A partir de este vínculo con la actividad de E&P de hidrocarburos se identifica una importante correlación entre el precio internacional del petróleo y la recaudación fiscal por hidrocarburos, que somete a la economía a niveles grandes de volatilidad, riesgo e incertidumbre (Arroyo & Muñoz, 2015). Esto es corroborado por el Minhacienda (2018), que indica que, ante un aumento en los precios del petróleo de US\$1, los ingresos de la nación aumentan entre 145.000 y 116.000 millones de pesos; pero ante una disminución de US\$1 en dichos precios, disminuyen en cerca de 212.000 millones de pesos, siendo este último efecto de mayor magnitud.

Esto justifica, la necesidad que tienen los gobiernos de buscar una mayor diversificación en las fuentes de ingreso, con el fin de evitar, entre otros problemas asociados, la pereza fiscal, es decir, la tendencia de los gobiernos dependientes de los ingresos provenientes de la explotación de recursos naturales a reducir las

iniciativas para recaudar impuestos generales en el resto de la economía y, por tanto, ser menos transparentes, responsables y eficientes (Gómez Sabaini *et al.*, 2015).

Al respecto, cabe resaltar que, según el Marco Fiscal de Mediano Plazo 2022 (MFMP) el aporte del sector de hidrocarburos siga una tendría una tendencia decreciente, de forma tal que para 2023 tal sector aportó cerca de \$37 billones y para 2025 se espera que apote, \$26 billones. Lo anterior, sumado a la implementación del ciclo petrolero en la regla fiscal, ilustra un escenario de disminución de la dependencia fiscal de la nación con respecto a los hidrocarburos. En efecto, tal como lo consigna el MFMP de 2022, “si bien los ingresos petroleros juegan un rol importante en la acelerada convergencia de la deuda al ancla, la estabilidad de las finanzas públicas a mediano plazo se explica por otros factores”.

La figura 4.20 ilustra el comportamiento histórico del ingreso petrolero del Gobierno Nacional Central<sup>69</sup> más regalías. Entre 2010 y 2014 se observa un importante crecimiento en el aporte tanto de los ingresos tributarios —que alcanzaron en 2012 su punto máximo con un aporte total de \$12 billones y una tasa de crecimiento del 117 %— como de los dividendos —que alcanzaron en 2013 su punto máximo con un aporte total de \$13 billones y una tasa de crecimiento del 88 %—. Además, los ingresos por concepto de regalías representan un importante aporte al total del ingreso asociado al sector de los hidrocarburos, mostrando una participación promedio del 44 % del total de los ingresos provenientes del sector entre 2012 y 2021. En suma, tras el auge petrolero y la constitución del SGR los ingresos petroleros mostraron un gran crecimiento, aunque con un marcado carácter cíclico, alcanzando en 2013 cerca de \$32 billones; en 2016, apenas \$3 billones, y nuevamente en 2019, \$23 billones.

---

<sup>69</sup> La serie de ingresos petroleros del Gobierno Nacional Central que es construida por el Ministerio de Hacienda se compone de los ingresos tributarios derivados del sector, y de los dividendos del Grupo Ecopetrol que son recibidos por la Nación. En particular, la serie de ingresos tributarios solo corresponde al pago de impuesto de renta (incluyendo retenciones) por parte de las empresas que tienen como actividad económica principal la extracción de petróleo crudo y gas natural. Por tanto, las diferencias que se puedan observar entre los datos presentados en la figura 4.19 y la figura 4.20 residen en los tipos de impuestos incluidos en cada una de las series o en las actividades económicas puntuales que se incluyen. Lo anterior, como consecuencia de que en la figura 4.19 se incluyen tributos adicionales al impuesto de renta, e información correspondiente a contribuyentes cuya actividad económica principal no sea la extracción de petróleo crudo y gas natural, en la medida en la que pertenezcan a otros segmentos de la cadena de valor asociada al sector de los hidrocarburos.

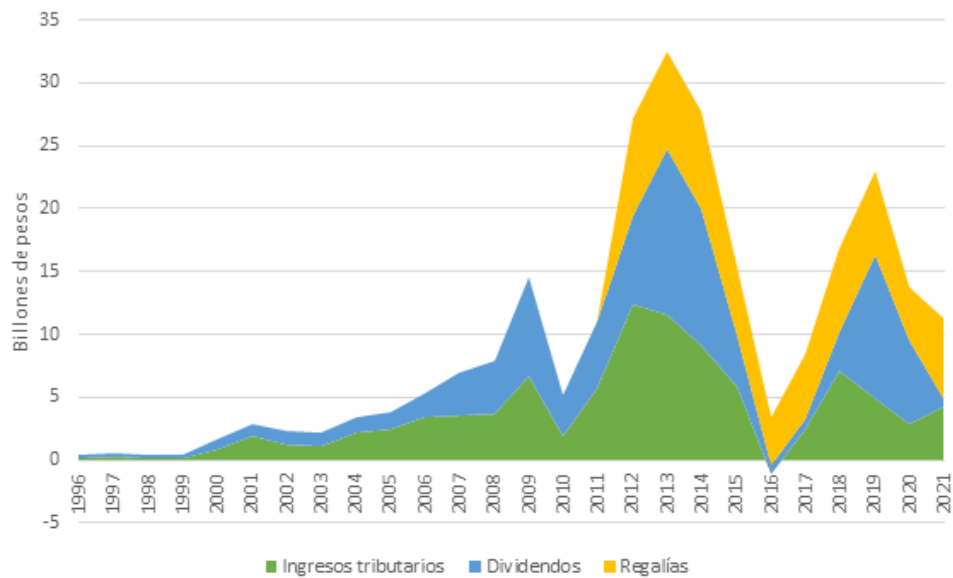


Figura 4.20. Comportamiento histórico del ingreso petrolero al Gobierno Nacional Central más regalías.

Fuente: elaboración propia. Datos: Minhacienda (2023)<sup>70</sup>.

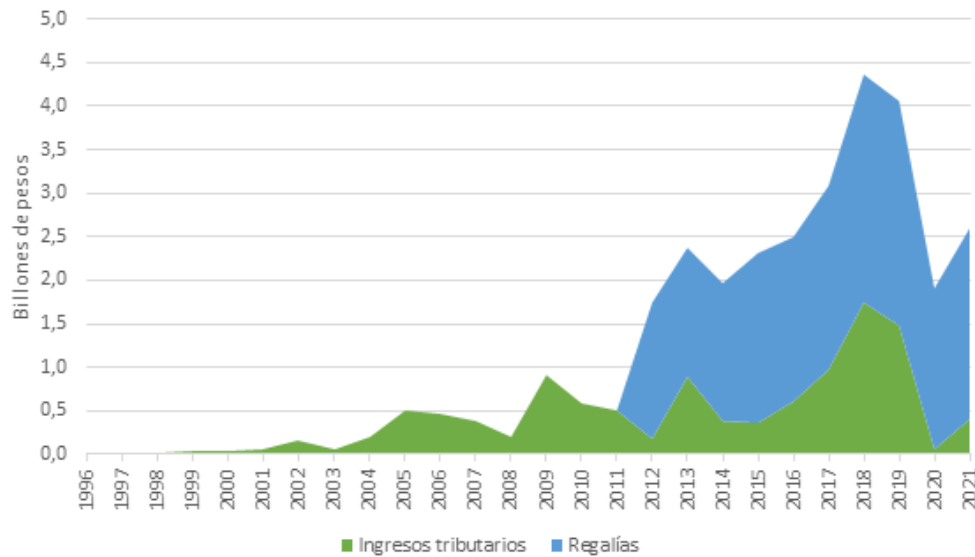


Figura 4.21. Comportamiento histórico de los ingresos fiscales provenientes del carbón

Fuente: elaboración propia. Datos: Minhacienda (2023)<sup>71</sup>.

El comportamiento histórico de los ingresos provenientes del carbón, ilustrado en la figura 4.21, da muestra de un comportamiento menos cíclico y una predominancia de las regalías. Antes de la consolidación del SGR los ingresos provenientes del carbón

<sup>70</sup> Los ingresos por regalías declarados suministrados por el MHCP son para Hidrocarburos, no exclusivamente petróleo.

<sup>71</sup> Los ingresos por regalías declarados suministrados por el MHCP son para minerales, no exclusivamente carbón.

nunca alcanzaron \$1 billón. Sin embargo, en 2012 el aporte total por ingresos del carbón fue cercano a los \$2 billones. En contraste con los ingresos del petróleo, los del carbón no muestran un comportamiento cíclico. Por el contrario, han mantenido una trayectoria creciente desde 2014, alcanzando su punto máximo en 2018 con un total de \$4 billones de pesos. Además, el rubro de regalías tiene un mayor peso, representando en promedio el 76 % del total de ingresos.

A pesar de la anterior caracterización de la dimensión fiscal en la dependencia de la economía colombiana a las actividades extractivistas, algunos estudios han evidenciado que la Tasa Efectiva de Tributación (TET), es decir la cuantía efectivamente tributada al Estado Colombiano, con respecto a la Tasa Nominal de Tributación (TNT); es significativamente menor para el sector extractivo con respecto al promedio de las demás actividades económicas (Pardo, 2018; Robayo & Herrera, 2017). Estos beneficios tributarios y acuerdos fiscales específicos para esta actividad económica se han justificado en función de la productividad del sector, en especial, su rol como atractor de IED al país. No obstante, algunas investigaciones demuestran que los beneficios tributarios en esta industria, no se han correspondido con los resultados esperados (Ruiz-Vargas et al., 2016)<sup>72</sup>. Empero, estos beneficios tributarios han limitado el potencial aporte de las actividades económicas asociadas a los hidrocarburos y el carbón hacia los encadenamientos productivos de la economía colombiana (Saldarriaga Isaza, 2023)

#### 4.3.2.3. Sistema General de Regalías

Según la Constitución Política (art. 332), el Estado es dueño del subsuelo y los recursos naturales no renovables, pero reconoce los derechos adquiridos bajo leyes preexistentes. El art. 360 establece que la explotación de recursos naturales no renovables generará regalías a favor del Estado, además de otros acuerdos o compensaciones pactadas. Una ley, propuesta por el Gobierno, desarrollará el Sistema General de Regalías, que abarcará ingresos, asignaciones, órganos, procedimientos y regulaciones necesarios en este contexto. A través del Acto Legislativo 5 de 2019, se modificó el artículo 361 de la Constitución Política, y se estableció que la implementación de este nuevo régimen estaría sujeta a la creación de una ley que ajustara el Sistema General de Regalías de acuerdo con las disposiciones establecidas en el acto. La reforma introducida fue aprobada por el Congreso de la República, gracias al consenso alcanzado en los siguientes aspectos: 1) incrementar las asignaciones directas; 2) aumentar los recursos para los municipios

<sup>72</sup> Los autores (Ruiz-Vargas *et al.*, 2016) señalan que el comportamiento de la IED no se explica en función de los beneficios tributarios y sus implicaciones en la TET, sino por los precios internacionales de los commodities.

más pobres; 3) mantener la participación de las entidades territoriales no productoras; 4) garantizar recursos para la paz, la ciencia, la tecnología y la innovación; 5) asignar recursos para la conservación de áreas ambientales, la protección del ambiente y el desarrollo sostenible; 6) optimizar los gastos de funcionamiento y 7) agilizar el uso de los recursos dentro de altos estándares de seguimiento a la calidad de la inversión.

Con el propósito de establecer con mayor precisión la distribución, objetivos, fines, administración, ejecución, control, uso eficiente y destino de los ingresos provenientes de la explotación de recursos naturales no renovables, se promulgó la Ley 2056 de 2020, titulada "Regulación de la Organización y Funcionamiento del Sistema General de Regalías". Esta ley también determina las condiciones de participación de los beneficiarios. Fue sancionada el 30 de septiembre de 2020. Como parte de este desarrollo normativo se estableció el ciclo de las regalías tal como se ilustra en la figura 4.22.



Figura 4.22. Ciclo de las regalías

Fuente: elaboración propia. Datos: Minenergía (2023).

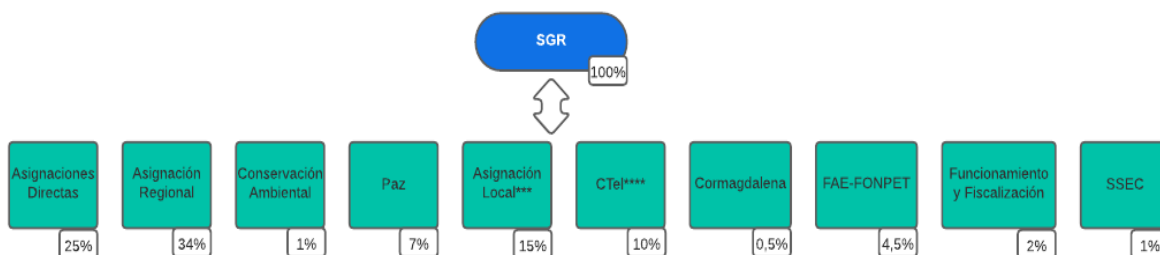


Figura 4.23 Distribución de los recursos de regalías

Fuente: elaboración propia. Datos: Minenergía (2023).

De acuerdo con lo anterior, la distribución de los recursos de regalías se hace de conformidad con los porcentajes consignados en la figura 4.23. En concordancia con el Plan de Recursos del SGR, cuyo insumo principal lo proporciona el Ministerio de Minas y Energía a partir de la consolidación de las proyecciones calculadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Minería y los supuestos utilizados, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público elabora el proyecto de ley de presupuesto del sistema, este es un presupuesto de caja y se constituye de dos años, es decir por bienio.

La composición de los ingresos proyectados por sector se observa en cada Ley bienal de presupuesto, por ejemplo, para el bienio actual, 2023-2024, se calcularon ingresos provenientes de la explotación de recursos naturales no renovables por \$29,9 billones, de los cuales se estima que el 76 % lo aportarán los hidrocarburos y el 24 % los minerales (tabla 4.3).

**Tabla 4.3. Ingresos provenientes de la explotación de recursos naturales no renovables**

Nivel rentístico	Subnivel rentístico	Nivel 3	Concepto	Nivel 5	Ingreso	Valor
1					Ingresos corrientes	\$29,90
1	02				Ingresos no tributarios	\$29,90
1	02	4			Derechos económicos por uso de recursos naturales	\$29,90
1	02	4	01		Regalías	\$29,90
1	02	4	01	01	Hidrocarburos	\$22,65
1	02	4	01	02	Minerales	\$7,25

Fuente: elaboración propia. Datos: Ministerio de Minas y Energía. Cifras de valor en billones de pesos.

No obstante, mensualmente las agencias, según el recurso natural no renovable del que se trate, comunican el recaudo efectivo de regalías adelantado en el mes inmediatamente anterior y el valor transferido por este concepto a la cuenta única del Sistema General de Regalías, con base en esta información se determina la participación de cada sector en el recaudo de regalías tal como se observa en la tabla 4.4.

**Tabla 4.4. Participación por recurso en el total de ingresos por regalías**

	Recaudo 2019-020	%	Recaudo 2021-2022	%	Acumulado 2019-2022	Participación por sector (%)
<b>Hidrocarburos</b>	\$ 10,68	72	\$ 17,08	68	\$27,76	69
<b>Minería</b>	\$ 4,19	28	\$ 8,01	32	\$12,2	31
<b>Total</b>	\$14,87	100	\$ 25,09	100	\$39,96	100

Fuente: Elaboración propia. Datos: Ministerio de Minas y Energía. Cifras en billones de pesos.

En el marco del Sistema General de Regalías, la composición de los ingresos desde 2012 hasta 2022 ha provenído en un 75 % de los hidrocarburos y el restante 25 % de la actividad minera. Tal como se observa en la figura 4.24 durante el bienio 2013-2014 los hidrocarburos alcanzaron la mayor participación en los ingresos del SGR con un 84 %. Sin embargo, en el bienio 2021-2022 dicha participación disminuyó al representar apenas un 68 %, abriendo paso a un incremento de la participación de la actividad minera (32 %).

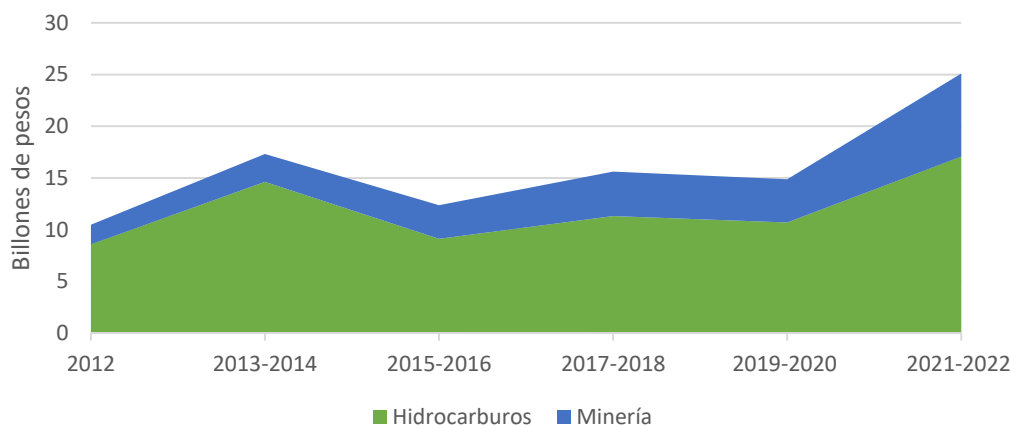


Figura 4.24. Composición de ingresos del SGR (2012-2022)

Fuente: elaboración propia. Datos: Minenergía (2023).

En este sentido, los recursos se han invertido históricamente en diferentes sectores con el objetivo de contribuir al desarrollo de los territorios. Desde 2012 y con cierre a marzo de 2023 se han aprobado cerca de 25.000 proyectos por \$90 billones, de los cuales el 84 % proviene del SGR. La inversión de recursos provenientes del SGR por sectores se detalla en la figura 4.25. Allí destaca el transporte como principal sector de inversión, con un aporte del SGR de \$28 billones, seguido por vivienda, ciudad y territorio, y educación, cada uno con un aporte superior a los \$10 billones. Los efectos

e impactos de estas inversiones se evalúan de forma más detallada en el siguiente capítulo.

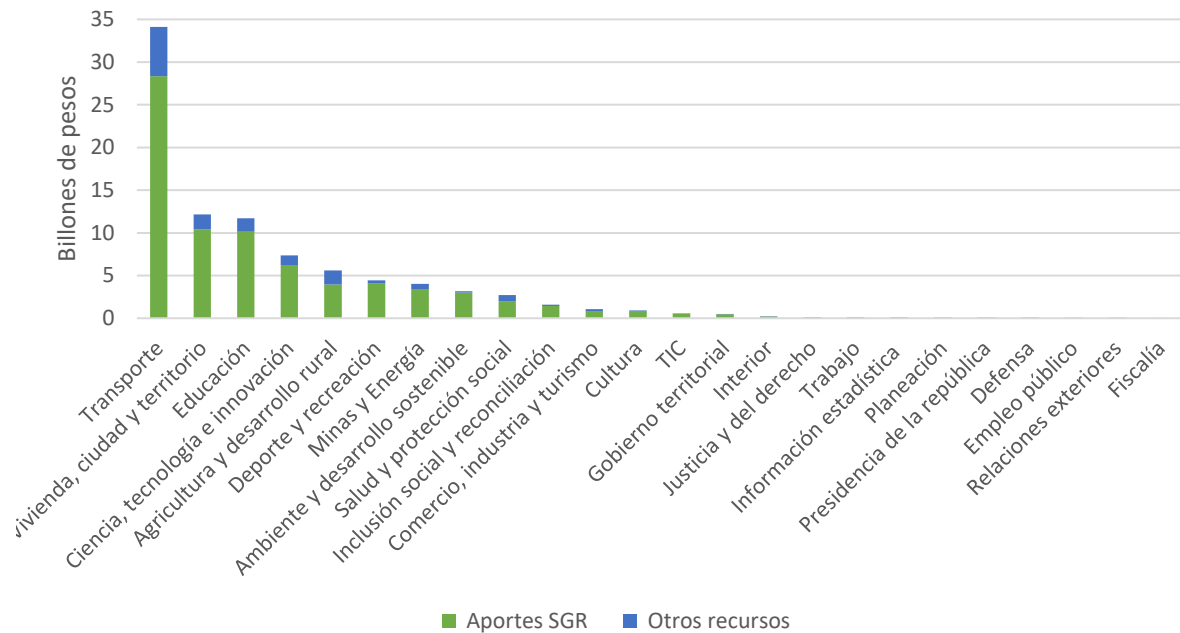


Figura 4.25. Inversión territorial por sectores principales (2012-2023)

Fuente: elaboración propia. Datos: Minenergía (2023).

#### 4.3.2.4. Territorial

La figura 4.26 describe la distribución por departamento de las inversiones provenientes de los recursos del SGR.

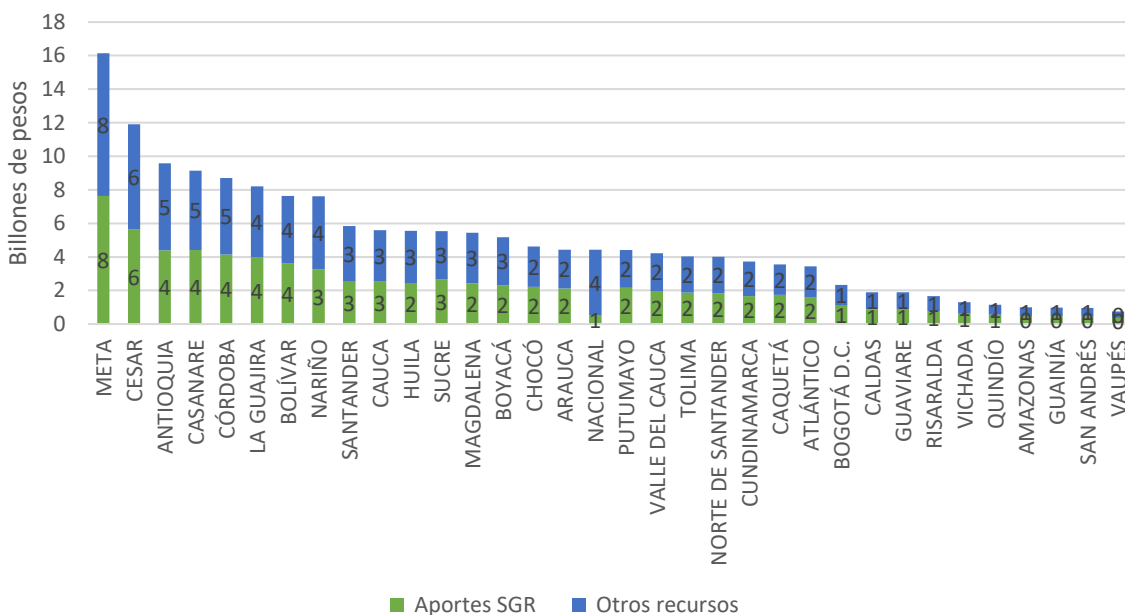


Figura 4.26. Distribución de la inversión territorial (2012-2023)  
Fuente: elaboración propia. Datos: Minenergía (2023).

Tal como se observa en las figuras 4.27 y 4.28, la dependencia fiscal de los hidrocarburos y el carbón tiene a su vez una expresión territorial. En las regiones donde ocurre la mayor actividad petrolera —principalmente los departamentos de Meta, Casanare, Cesar y Arauca— un alto porcentaje de los ingresos fiscales territoriales, y por ende de los presupuestos de funcionamiento e inversión, corresponde a rentas provenientes de la actividad asociada a la E&P de hidrocarburos y carbón.

Los departamentos con mayor participación de las regalías provenientes de actividades de E&P de hidrocarburos y carbón en relación con su ingreso total son: Casanare, con una participación de las regalías por hidrocarburos dentro del ingreso total del departamento de 55,3 % (\$840.000 millones); Cesar, con 2 % (\$66.000 millones) por hidrocarburos y 44,4 % (\$1,41 billones) por carbón; Meta, con 44,2 % (\$1,17 billones) por hidrocarburos; Arauca, con 26,6 % (\$225.000 millones) por hidrocarburos, y La Guajira, con 3 % (\$73.000 millones) por hidrocarburos y 18,7 % (\$446.000 millones) por carbón.

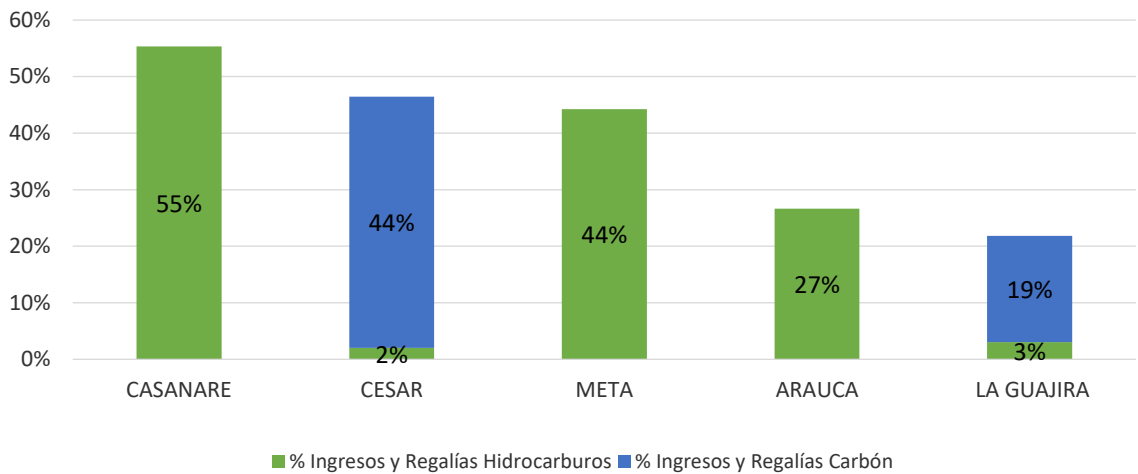


Figura 4.27. Relación entre ingresos y valor de regalías de los cinco principales departamentos productores de hidrocarburos y carbón (2021)

Fuente: elaboración propia. Datos: ANH, DANE, TerriData, UPME.

No obstante, como se ilustra la figura 4.28, los ingresos por regalías cumplen un rol relevante en el ingreso de múltiples entidades territoriales, aunque representen menores participaciones que las de los departamentos cuya actividad económica depende en mayor medida de la E&P de hidrocarburos y carbón, resaltando Santander (\$224.000 millones) y Huila (\$147.000 millones).

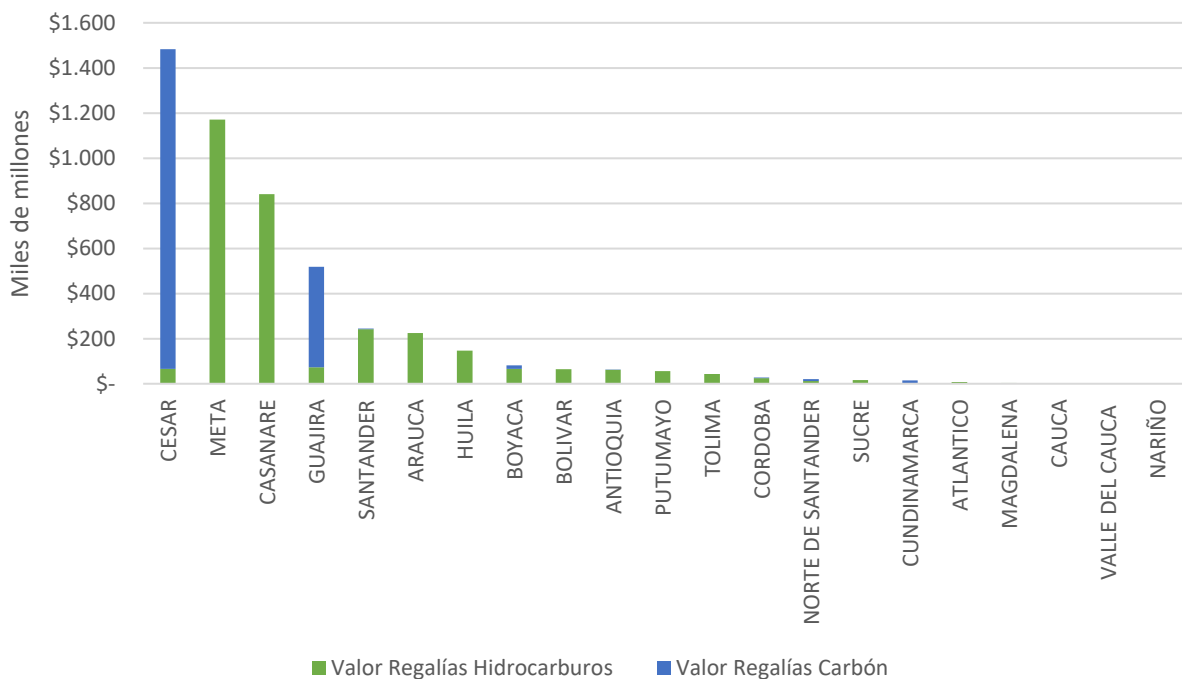


Figura 4.28. Regalías sectores hidrocarburos y carbón por departamento (2021)

Fuente: elaboración propia. Datos: ANH, DANE, TerriData, UPME.

Por otro lado, la incidencia de los recursos obtenidos de las regalías a partir de la actividad de explotación de hidrocarburos y carbón sobre las demás variables socioeconómicas y el crecimiento en general de las regiones ha mostrado resultados ambiguos, en muchos casos negativos (Parra Saad, 2018).

Los resultados indican que, por una parte, algunos de los departamentos con el promedio de PIB per cápita por debajo del promedio nacional al mismo tiempo fueron aquellos en los que el PIB minero-energético fue el más representativo. Así mismo, los departamentos que en promedio recibieron mayores recursos de regalías también presentan un índice de desarrollo departamental por debajo del promedio nacional (Parra Saad, 2018)<sup>73</sup>.

A partir de los reportes que las entidades ejecutoras de los proyectos SGR presentan en Gesproy<sup>74</sup> entre 2012 y 2023, la figura 4.29 muestra que una gran proporción de estos recursos fue destinada para el sector transporte con un 36 %, seguido de vivienda y educación con un 13 % cada una, mientras que el 19,3 % de los recursos se destinaron a otros sectores con participaciones inferiores al 5 %. Con respecto a esta distribución sectorial frente a los departamentos que reciben mayor participación de recursos, se presenta una alta concentración en departamentos como Casanare, Meta y La Guajira, es decir el 21 % de los recursos se focalizan en territorios que albergan aproximadamente al 5 % de la población del país.

---

<sup>73</sup> Ahora bien, los resultados de esta metodología implementada fueron obtenidos con base en datos suministrados y recopilados antes de la reforma al SGR aprobada en 2020.

<sup>74</sup> El Gesproy es una plataforma dispuesta por DNP para el reporte y seguimiento de información de los proyectos ejecutados con recursos del SGR. El ente ejecutor se encarga de reportar la información correspondiente a programación, contratación y ejecución de las actividades de los proyectos.

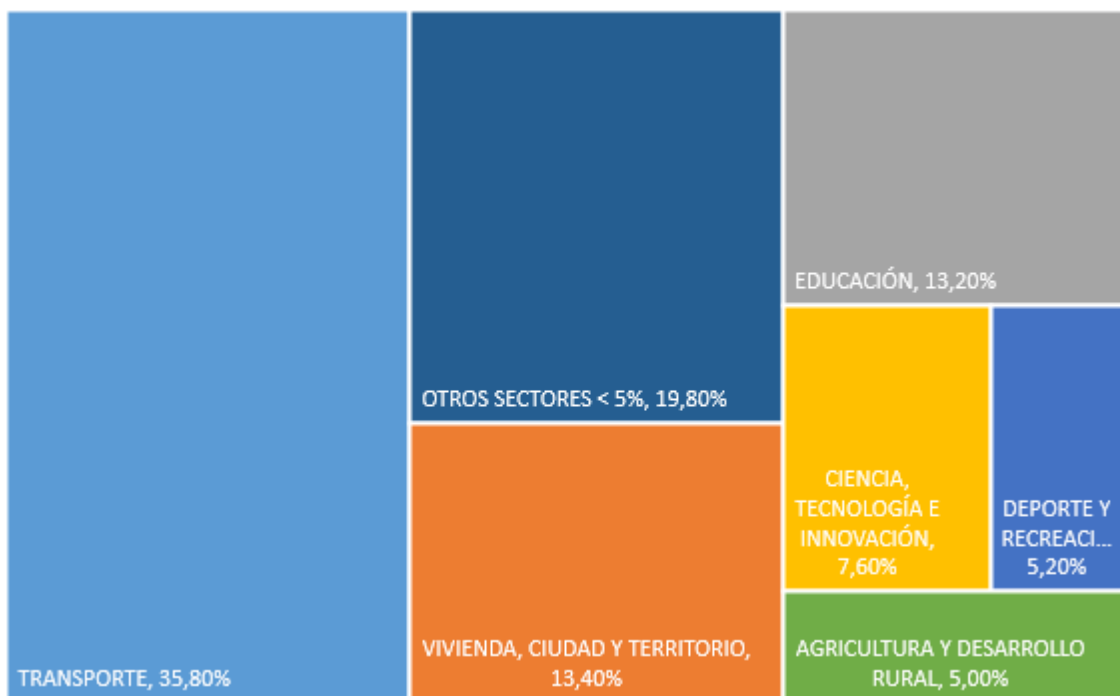


Figura 4.29. Distribución de recursos SGR por sectores, 2012-2023

Fuente: elaboración. Datos: Gesproy, corte 15 junio de 2023.

En cuanto a indicadores de bienestar de los departamentos con mayor participación de SGR, se presentan resultados que representan un importante desafío, puesto que en 2021 La Guajira tuvo un Indicador de Desarrollo Humano de 0,681 ocupando el puesto 30 dentro de los 32 departamentos del país y Córdoba que ocupa el cuarto puesto dentro de las asignaciones del SGR se encuentra en el puesto 28 en la lista de IDH con 0,702<sup>75</sup>. Lo anterior se suma a una baja ejecución en los proyectos asignados, pues del total de recursos asignados se ha comprometido solo el 40 % de los recursos (SGR, 2023).

#### 4.3.2.5. Subsidios sobre hidrocarburos y carbón

Así como la extracción de carbón e hidrocarburos genera importantes ingresos para la nación, es necesario indicar que históricamente han requerido importantes beneficios tributarios y otros tipos de subsidio directo e indirecto. En el caso de Colombia, los subsidios a hidrocarburos y carbón han ayudado a diversas

<sup>75</sup> El Índice de Desarrollo Humano creado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y se utiliza para comparar y clasificar los niveles de desarrollo humano basado en tres dimensiones fundamentales: i. Salud: busca identificar el acceso a servicios de salud, la calidad de vida y la atención médica disponible en un territorio; ii. Educación: identifica el acceso a la educación y la calidad de la enseñanza; iii. Ingresos: proporciona el nivel de vida y la capacidad de una persona para gestionar y acceder a los recursos necesarios. Los tres componentes, una medida compuesta donde a mayor sea su valor, mayor serán sus condiciones (PNUD, 2023).

interpretaciones y efectos. Por un lado, pueden ser considerados una forma de apoyo a la industria energética del país, lo que resulta beneficioso para la economía y el empleo en el sector; además, los subsidios a los hidrocarburos pueden ayudar a mantener bajos los precios de los combustibles, lo que resulta en un beneficio inmediato y directo para los consumidores. Por otro lado, también tienen efectos negativos. En primer lugar, pueden provocar una distorsión en los precios de los combustibles, lo que llevaría a un consumo excesivo de estos recursos y una menor inversión en tecnologías más limpias y sostenibles. En segundo lugar, pueden significar un costo fiscal importante para el Gobierno, lo que reduciría la disponibilidad de recursos para otros sectores esenciales de la economía nacional.

En general, la interpretación de los subsidios a hidrocarburos y carbón en Colombia depende de diversos factores, como el impacto de éstos en la economía, el ambiente y la sociedad. En la figura 4.29 se presentan cifras sobre la evolución histórica del valor de los subsidios<sup>76</sup> a hidrocarburos y carbón en Colombia, mientras que las figuras 4.30 y 4.31 presentan una comparación con algunos de los principales países de la región. Se evidencia que la mayoría de los recursos para subsidios en el sector de hidrocarburos y carbón ha sido destinada al petróleo, lo cual respalda la noción de la relevancia y el papel esencial de este en el desempeño fiscal y productivo de la nación. Vale la pena mencionar que los subsidios en el sector, según los estudia el FMI (2022), están desagregados en implícitos y explícitos. Para el caso de Colombia, la mayoría de los subsidios son implícitos; es decir, se imponen debido a que el precio eficiente es mayor que el precio minorista. Adicionalmente, se puede apreciar la caída en el valor de los subsidios a partir de 2019 debido a la coyuntura particular que se vivía en el sector en esos años. No obstante, se evidencia que a partir de 2021 el valor de los subsidios tanto para el petróleo como para el carbón inicia un periodo de recuperación, estabilizando sus valores tras la caída en mención.

---

<sup>76</sup> Los subsidios sobre los combustibles fósiles se descomponen en subsidios explícitos e implícitos. Los subsidios explícitos ocurren cuando el precio minorista está por debajo del costo de suministro de un combustible. Para un producto no comercializable (p. ej., carbón), el costo de suministro es el costo de producción nacional, incluido cualquier costo para entregar la energía al consumidor, como los costos de distribución y los márgenes. Por el contrario, para un producto comercializable internacionalmente (p. ej., petróleo), el costo de suministro es el costo de oportunidad de consumir el producto en el país en lugar de venderlo en el extranjero más cualquier costo para entregar la energía al consumidor. Los subsidios explícitos también incluyen apoyo directo a los productores, como la depreciación acelerada, pero con pesos relativamente bajos (FMI, 2021).

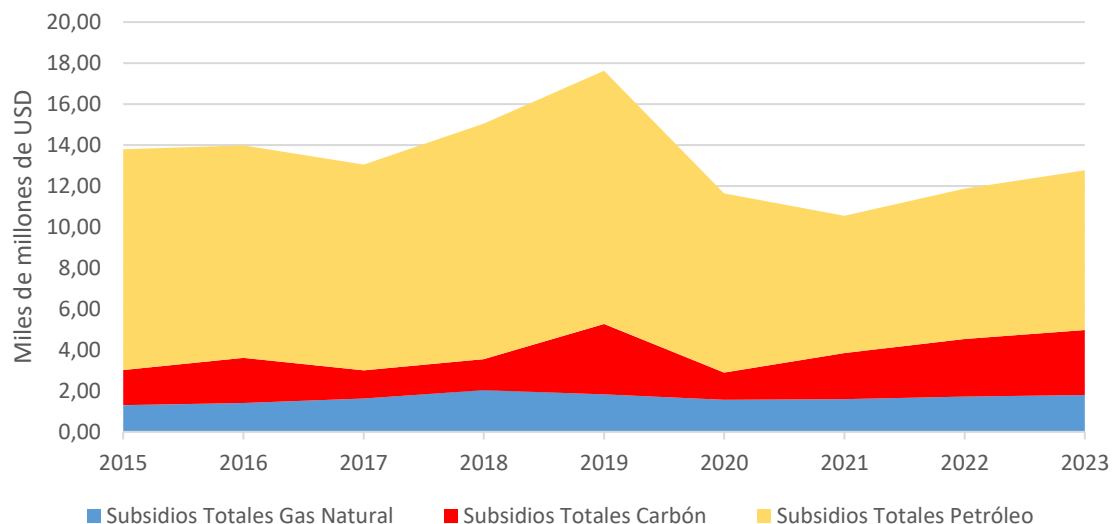


Figura 4.30. Evolución del valor de los subsidios a hidrocarburos y carbón en Colombia (2015-2023)  
Fuente: elaboración propia. Datos: FMI (2022).

Como se mencionó anteriormente, en Colombia el subsidio que representa una mayor proporción del PIB es el que recibe el petróleo, con un costo de aproximadamente 2,8 % del PIB nacional en promedio entre 2015 y 2022, seguido por los que reciben el carbón y el gas natural, respectivamente, cuyo costo en cada caso no supera el 1 % del PIB nacional en promedio durante el periodo bajo estudio.

En contraste con la región, se puede decir que durante el periodo analizado el costo de los subsidios en el sector de hidrocarburos y carbón es muy similar entre Colombia y el promedio de Latinoamérica, siguiendo valores parecidos para cada uno de los recursos. En los seis países evaluados (Colombia, Brasil, Argentina, Chile, Ecuador y México) destaca la predominancia de los subsidios al petróleo. Especialmente en Ecuador, este subsidio alcanzó niveles superiores al 8 % del PIB en 2015 y disminuyó apenas cerca de 2 p. p. en 2022.

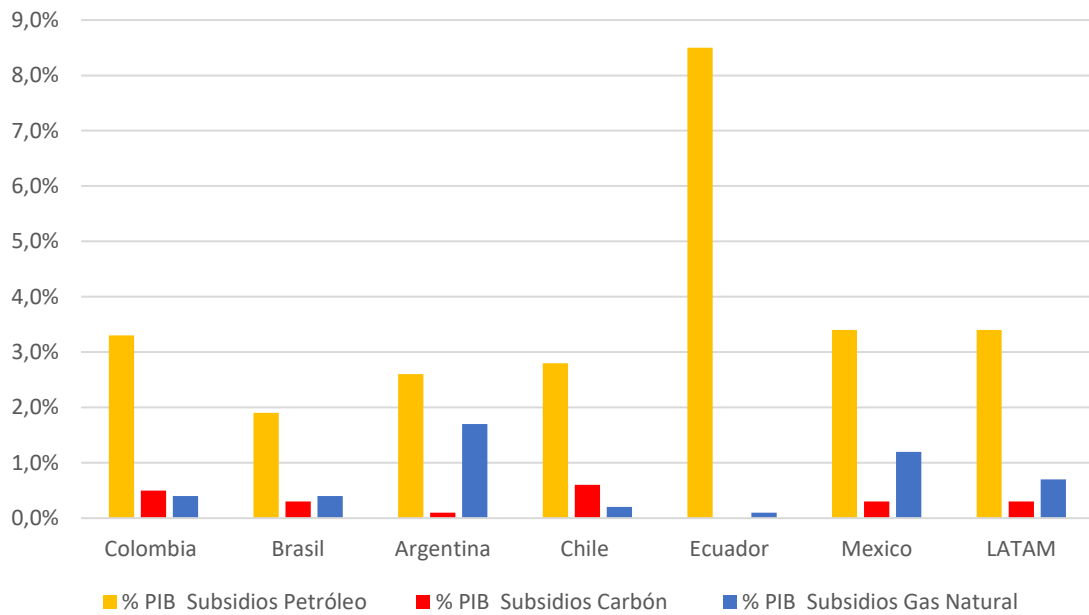


Figura 4.31. Subsidios a hidrocarburos y carbón como proporción del PIB por países (2015)  
Fuente: elaboración propia. Datos: FMI (2022).

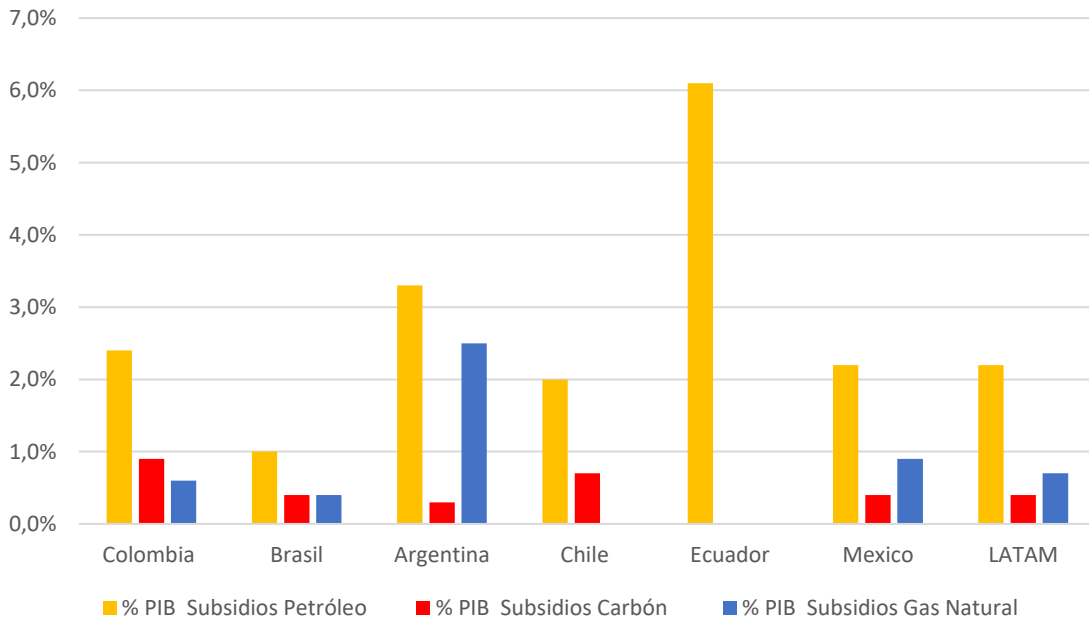


Figura 4.32. Subsidios a hidrocarburos y carbón como proporción del PIB por países (2022)  
Fuente: elaboración propia. Datos: FMI (2022).

#### 4.3.2.6. Finanzas sostenibles

La dependencia fiscal de los combustibles fósiles es una situación común a múltiples países. Específicamente la situación de las finanzas sostenibles representa un indicador de adaptabilidad y vulnerabilidad frente a choques sobre el sector de los fósiles, así como el cumplimiento de compromisos respecto a la descontaminación de las finanzas. En 2022 Colombia se convirtió en el primer país de Latinoamérica en adoptar una *taxonomía verde*, es decir, un sistema de clasificación de actividades económicas y activos que contribuyen al logro de los objetivos y compromisos ambientales del país. Este importante paso hacía un esquema económico alineado con los objetivos ambientales pretende facilitar la identificación de proyectos, desarrollar los mercados de capitales verdes e impulsar la movilización efectiva de recursos privados y públicos hacia inversiones más sostenibles. Una de las iniciativas que ha adelantado el país para cumplir las ambiciosas metas climáticas fue la emisión de bonos verdes. De hecho, durante el último trimestre de 2021 Colombia emitió los primeros bonos verdes soberanos en el mercado local por cerca de \$1,5 billones (MHCP, 2021; World Bank, 2021b).

Desde una perspectiva regional, la situación de los países de Latinoamérica frente a la distribución de presupuestos sostenibles en 2019 —es decir, el presupuesto que cada país asigna para cambio climático en el sector ambiental, energía renovable y eficiencia en el sector energético— se ilustra en la figura 4.33. Allí se hace evidente el compromiso que tiene Colombia en materia climática y ambiental, destinando cerca del 0,54 % del presupuesto total a tal fin y ocupando así el segundo puesto en la región, apenas superada por Jamaica (0,58 %).

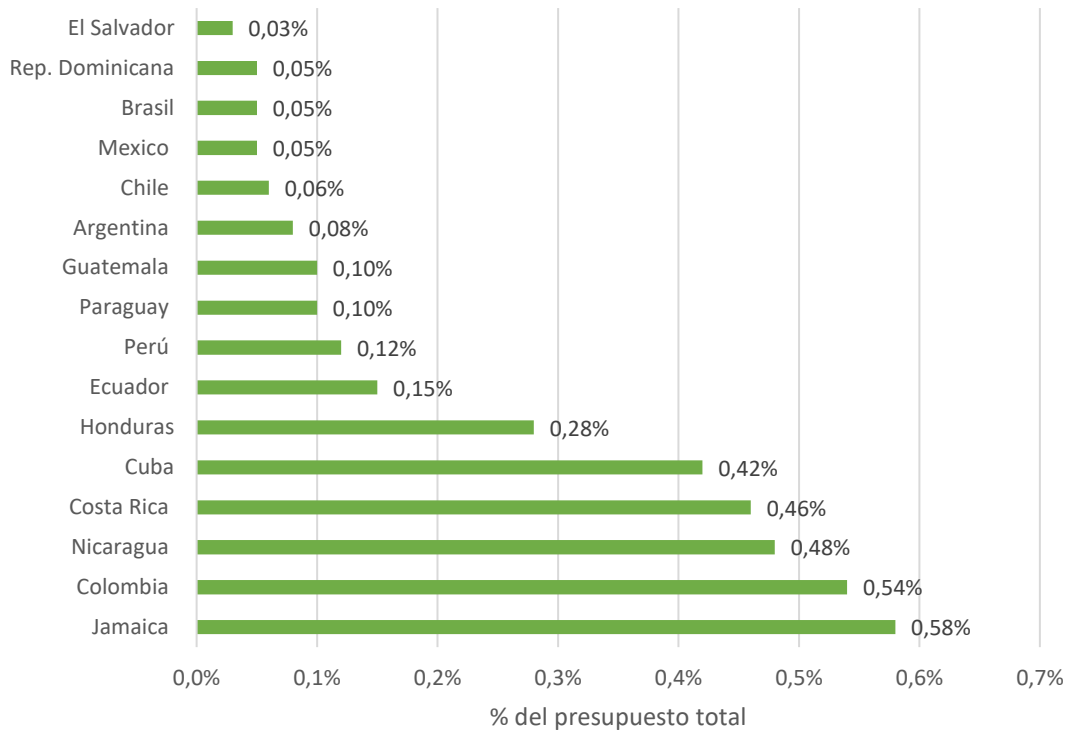


Figura 4.33. Presupuestos sostenibles en América Latina (2019)

Fuente: elaboración propia. Datos: GFLAC (2020).

En contraste, la figura 4.34 presenta los ingresos sostenibles de los países latinoamericanos. Allí se expresa el porcentaje del financiamiento para el desarrollo de cada país dedicado a cambio climático con respecto al total del financiamiento desembolsado para el año. En esa calificación Colombia se encuentra rezagada en comparación con los demás países de la región, ocupando el puesto 15, con un porcentaje de ingresos sostenibles de apenas 0,9 %. Aquí resalta el importante esfuerzo que hacen México (7,1 %), Costa Rica (6,9 %) y Bolivia (6,9 %).

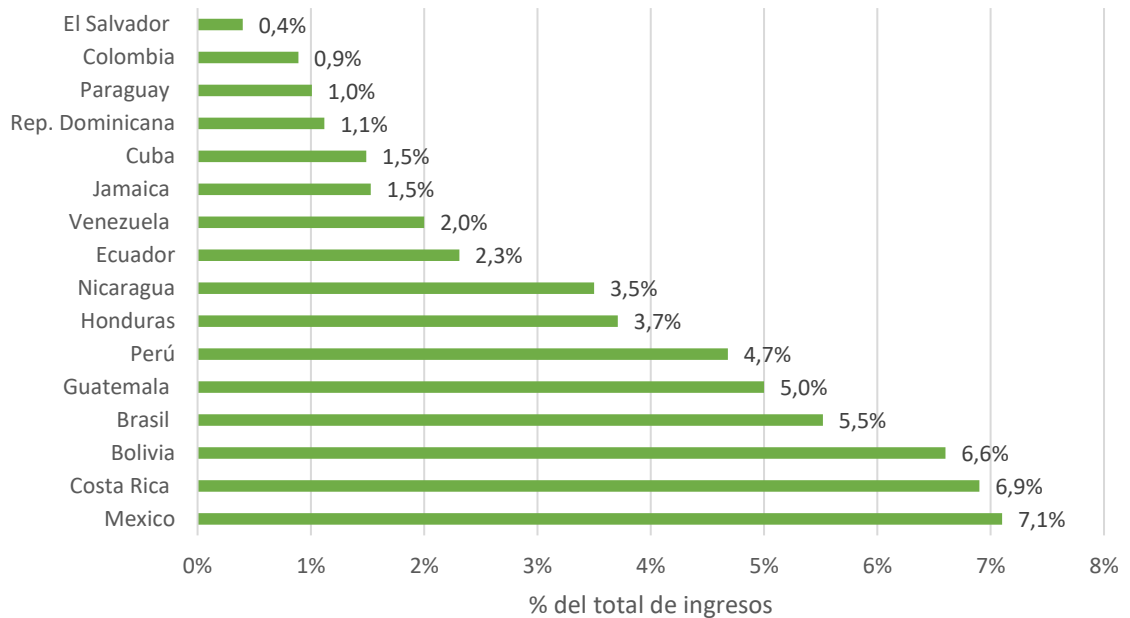


Figura 4.34. Ingresos sostenibles en América Latina (2019)

Fuente: elaboración propia. Datos: GFLAC (2020).

Particularmente, en 2019 —es decir, antes de las iniciativas recientemente adelantadas— Colombia no figuraba dentro de los países con mayores ingresos sostenibles. Por el contrario, estaba rezagada en el escalafón pese a ser uno de los países que mayor presupuesto destina para actividades sostenibles y consideradas con el medio ambiente.

La figura 4.35 presenta los presupuestos intensivos en carbono en la región, lo cual hace referencia específicamente a los presupuestos asignados por cada país a la explotación de hidrocarburos, incluyendo exploración, extracción, refinación y transporte. Colombia ocupa el séptimo lugar, con un 0,6 % del presupuesto destinado a la explotación de hidrocarburos. Allí destacan Bolivia (29,3 %), México (11,1 %) y Paraguay (7,7 %) dentro de los países que más porcentaje del presupuesto destinan a actividades extractivas.

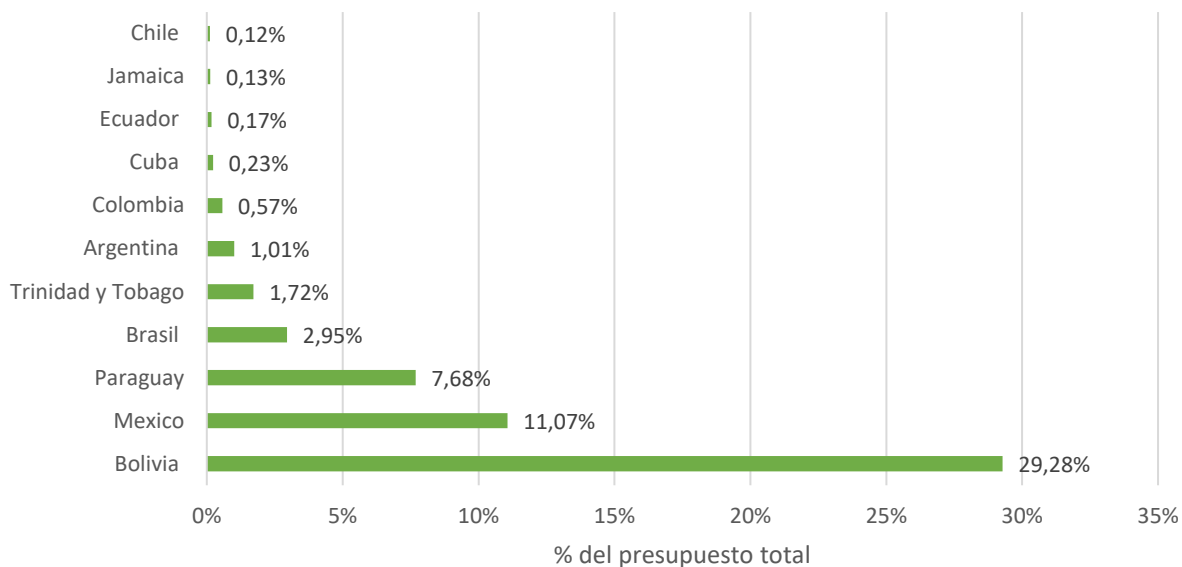


Figura 4.35. Presupuestos intensivos en carbono en América Latina (2019)

Fuente: elaboración propia. Datos: GFLAC (2020).

Por último, la figura 4.36 muestra los ingresos fiscales intensivos en carbono en los países de la región; es decir, la participación de actividades intensivas en carbono en los ingresos totales de los países. Los que más perciben ingresos asociados a las actividades extractivistas son Ecuador (29 %), México (24 %), Trinidad y Tobago (19 %), Perú (12 %), Chile (10 %) y Colombia (10 %), lo que coincide con las economías productoras de hidrocarburos y señala la diversificación de los ingresos en cada economía.

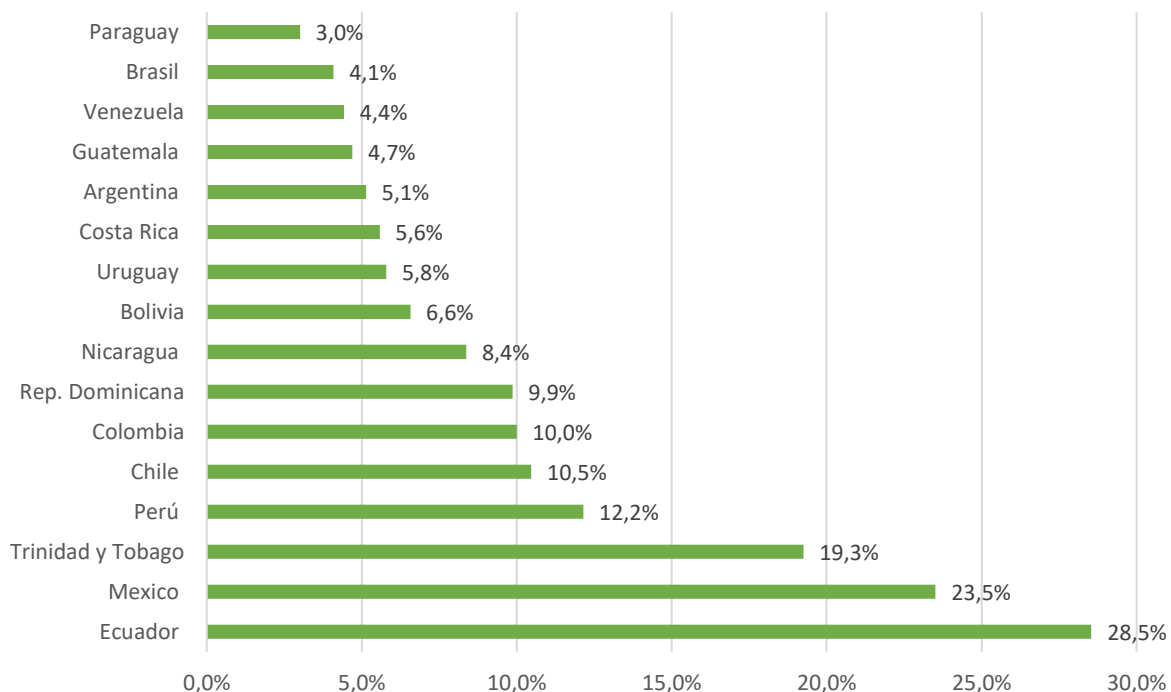


Figura 4.36. Ingresos intensivos en carbono en América Latina (2019)

Fuente: elaboración propia. Datos: GFLAC (2020).

Dados estos resultados, en 2019 Colombia se encontraba en una posición ambivalente en tanto ocupó los primeros lugares tanto de presupuestos sostenibles como en ingresos intensivos en carbono.

#### 4.3.3. Dependencia de la balanza de pagos con respecto a los combustibles fósiles

Esta dimensión de la dependencia económica es la de mayor preponderancia dentro de las tres mencionadas. Colombia es un país de ingreso medio, una economía periférica (Prebisch, 1984), cuyo crecimiento mantiene una dependencia de la balanza de pagos (Ocampo, 2016a; Márquez-Aldana, 2010). Es decir, el límite al crecimiento económico está dado por el resultado de la balanza de pagos, fundamentalmente por el resultado de las cuentas externas. En otras palabras, la restricción al crecimiento se impone vía flujos netos generados en la cuenta corriente (balanza comercial, renta de los factores, etc.) y en la cuenta financiera (IED, inversión de portafolio, etc.)<sup>77</sup>.

<sup>77</sup> La dependencia de la balanza de pagos es un fenómeno ampliamente estudiado en Latinoamérica, en particular desde la tradición de la CEPAL (Ocampo, 2016a; Prebisch, 1949), cuyos trabajos en general la han conceptualizado desde el enfoque de la restricción externa del crecimiento.

El resultado de cada una de estas cuentas está fuertemente relacionado con el desempeño de la actividad de los recursos fósiles en el país con respecto a exportaciones (54,77 % del total) e IED (16 % del total). Por tanto, el comportamiento de la balanza de pagos depende en gran medida del desempeño de la actividad de E&P de combustibles fósiles (UNCTAD, 2021a, 2021c, 2021d)<sup>78</sup>.

#### 4.3.3.1. Cuenta corriente

La figura 4.37 ilustra el comportamiento de la cuenta corriente desde 2000 hasta 2022. Para este último año, el déficit corriente de Colombia se ubicó en US\$21.446 millones, ocasionado principalmente por los saldos deficitarios en los flujos de renta factorial —es decir, el egreso neto asociado al pago de la renta de los factores, principalmente por utilidades y rendimiento de la inversión directa y de cartera, que alcanzaron un total de US\$17.209 millones— y el comportamiento de la balanza comercial de bienes y servicios, —es decir, la diferencia entre las exportaciones y las importaciones—, la cual mostro un déficit de US\$16.578 millones.

En comparación con el año anterior, los flujos deficitarios provenientes de rentas factoriales tuvieron una variación del 97 %, impulsada principalmente por el déficit en la renta de inversión directa, que pasó de US\$4119 millones a US\$12.287 millones, lo que significa que las utilidades o rendimientos asociados a la inversión directa representaron una salida de capitales para la nación. En contraste, la balanza comercial de bienes y servicios mostró una ligera recuperación, con una disminución de 17 % en el déficit.

A nivel general, el déficit corriente entre 2000 y 2013 se explicó principalmente por los flujos deficitarios de la renta factorial. Sin embargo, a partir de 2014 la composición de la cuenta corriente se modifica drásticamente, mostrando un incremento sustancial del déficit de balanza de pagos. Lo anterior da cuenta de una clara transformación en los patrones de consumo del país a partir de 2014, debida al aumento sustancial de las importaciones en relación con las exportaciones, lo que sumado al déficit en renta factorial contribuye a profundizar el déficit corriente de la nación.

---

<sup>78</sup> La dependencia de la balanza de pagos respecto a los fósiles es una manifestación de la dependencia respecto a materias primas, que a nivel global se manifiesta principalmente como una dependencia respecto a tres tipos de mercancías: hidrocarburos, minerales y productos agrícolas y forestales (UNCTAD, 2021c).

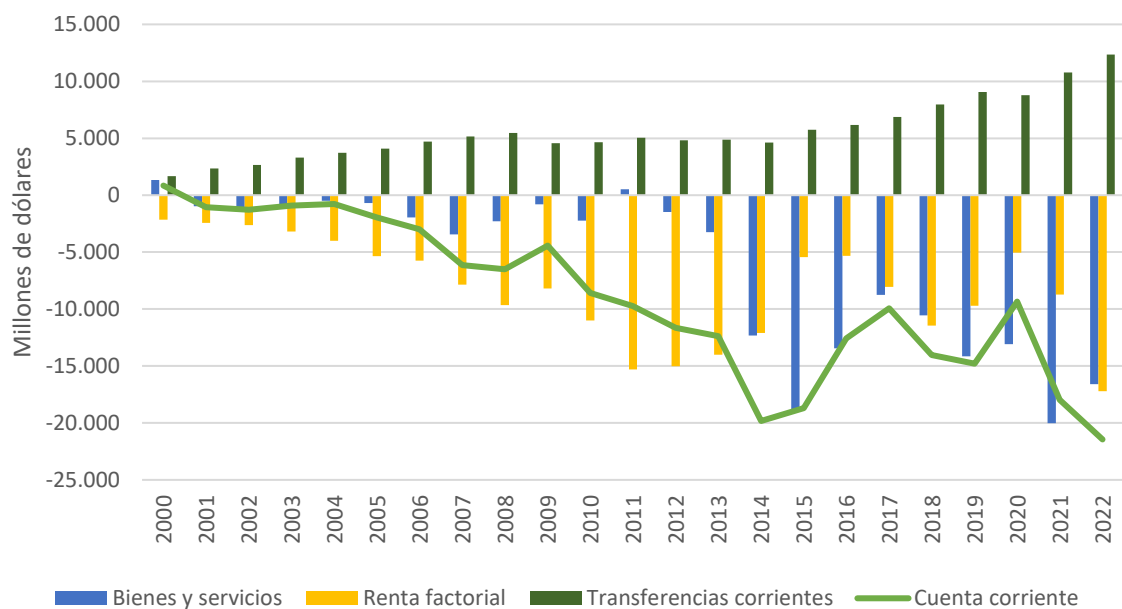


Figura 4.37. Cuenta corriente (2000-2022)

Fuente: elaboración propia. Datos: Banco de la República.

En concordancia con lo señalado anteriormente, y como lo ilustra la figura 4.38, la brecha entre importaciones y exportaciones del país, que se mantuvo controlada durante la primera década del siglo XXI, se empieza a ampliar drásticamente a partir de 2013, como resultado de la transformación en los patrones de consumo que perdura hasta la actualidad. A partir de 2021 hubo un aumento sostenido de las importaciones y exportaciones colombianas como resultado de la recuperación económica global —incluso llegando a alcanzar en 2022 niveles superiores a los reportados en años anteriores a la pandemia—, mostrando una variación de las exportaciones del 35 % y de las importaciones de 38 % respecto a 2018. Sin embargo, este repunte mantuvo la brecha ya creada desde principios de la década. En efecto, la brecha entre importaciones y exportaciones muestra un comportamiento persistente, lo cual se ilustra claramente a partir de la diferencia entre las tasas de crecimiento promedio de cada componente: desde 2012 las importaciones crecieron en promedio a una tasa anual de 4,4 %, en contraste con el crecimiento promedio de las exportaciones, del 3,1 %.

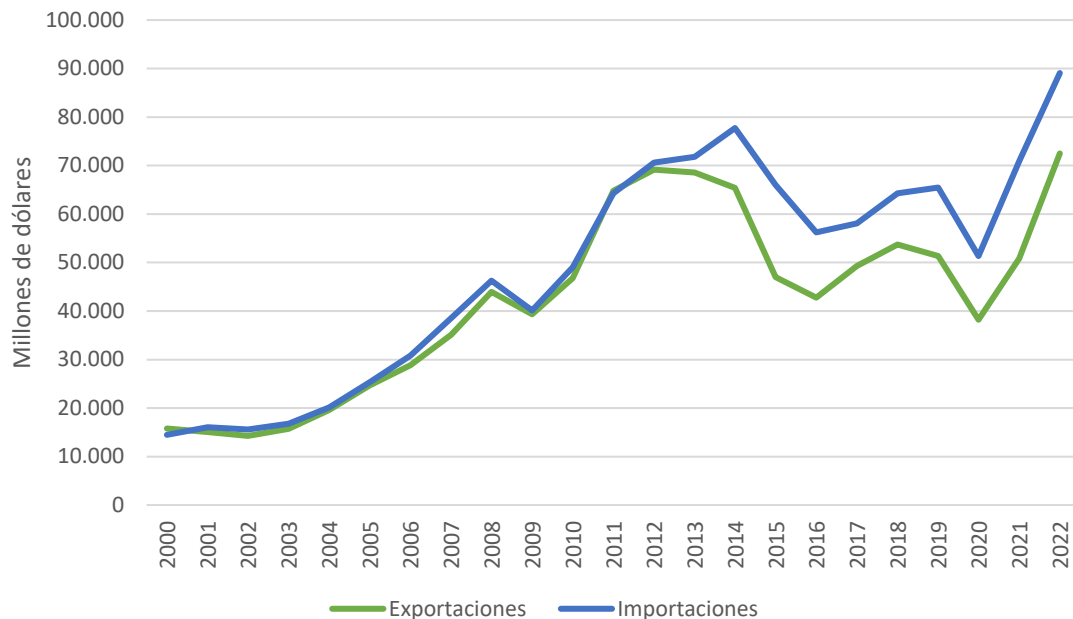


Figura 4.38. Balanza comercial de bienes y servicios (2000-2022)

Fuente: elaboración propia. Datos: Banco de la República.

La figura 4.39 muestra la canasta exportadora colombiana en 2022. La composición de las exportaciones se caracteriza por la predominancia de *materias primas* (76 % del total), dentro de las que sobresalen las ventas de petróleo, productos derivados del petróleo y productos conexos (33 %) y carbón (21 %), principalmente las hullas térmicas (17 %) y los coques y semicoques de hulla (3 %). En conjunto, el carbón, el petróleo y sus derivados representan más de la mitad de la canasta exportadora (54 %), con un total de US\$31.225 millones FOB. En ese sentido, el incremento de las exportaciones posterior a 2020 responde a la reactivación económica que, sumada a la invasión de Rusia a Ucrania, provocó un repunte en los precios del petróleo.

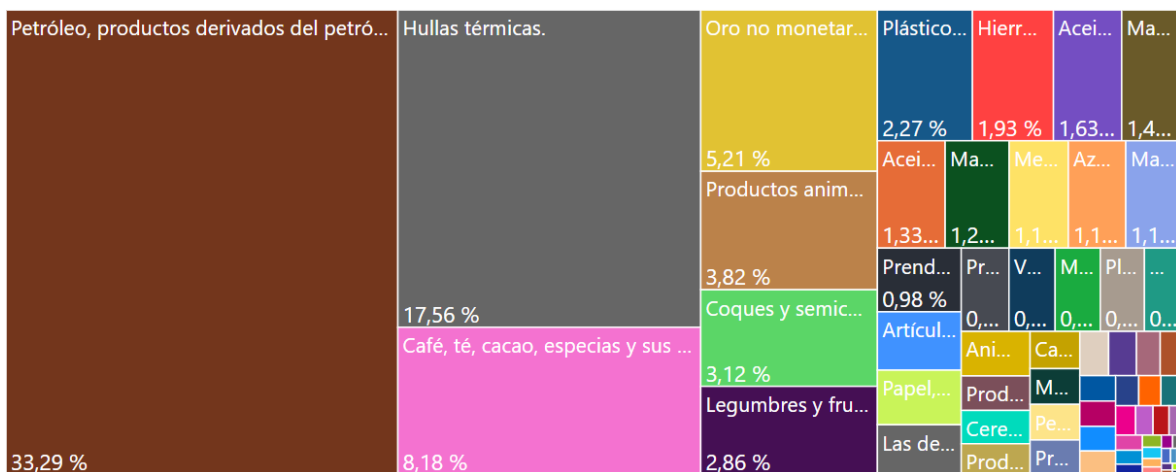


Figura 4.39. Canasta exportadora colombiana (2022)

Fuente: elaboración propia. Datos: DANE (2023b).

La figura 4.40, que ilustra el comportamiento histórico de la canasta exportadora desde 2006 hasta 2022, da cuenta del papel crucial que juega el petróleo, y en menor medida el carbón, dentro de la oferta exportadora colombiana. La participación del carbón dentro de las exportaciones totales evidencia dos ciclos: el primero, entre 2008 y 2013, donde su participación promedio sobre el total de exportaciones fue de 13 %, alcanzando en 2009 el 16 %; el segundo, comprendido entre 2015 y 2020, donde alcanzó una participación promedio del 15 %, siendo 2017 el pico del ciclo con una participación del 19 %. Ahora bien, como se evidenció anteriormente, en 2022 la participación del carbón sobre el total de las exportaciones muestra un crecimiento sustancial, alcanzando el 21 % como respuesta a la crisis global y a la invasión de Rusia a Ucrania. Cabe resaltar que las hullas térmicas son el producto de carbón que más se exporta, con una participación promedio (2010-2022) del 87 % anual dentro del total de exportaciones de carbón. Por su lado, durante el *boom* petrolero (2008-2014) la participación anual promedio de este producto dentro de las exportaciones fue de 45 %, y en el periodo posterior (2015-2022) cayó a 35 % promedio anual. El volumen total de exportaciones parece verse supeditado al comportamiento de las exportaciones de petróleo, las que a su vez siguen un comportamiento cíclico debido a las fluctuaciones en sus precios.

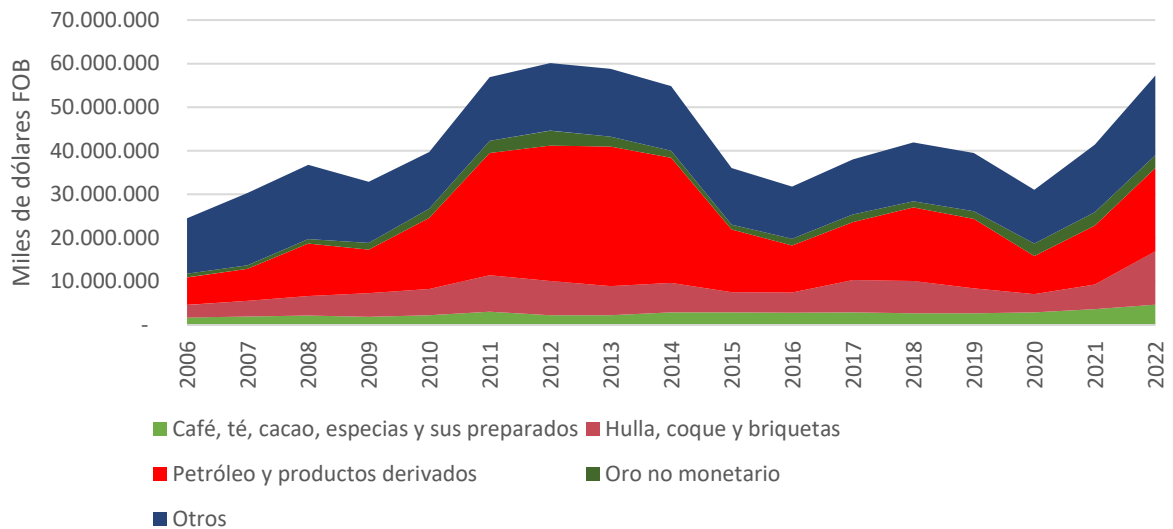


Figura 4.40. Canasta exportadora colombiana (2006-2022)  
Fuente: elaboración propia. Datos: DANE.

La figura 4.41 presenta la canasta importadora colombiana en 2022, la cual mantiene un mayor nivel de diversificación respecto a la canasta exportadora. Las importaciones se caracterizaron por la predominancia de artículos manufacturados (74 % del total), rubro dentro del que sobresalen las compras de vehículos de carretera (9,1 %) y equipos de telecomunicaciones (5,5 %), además de las compras de petróleo, productos derivados del petróleo y productos conexos (9,3 %).

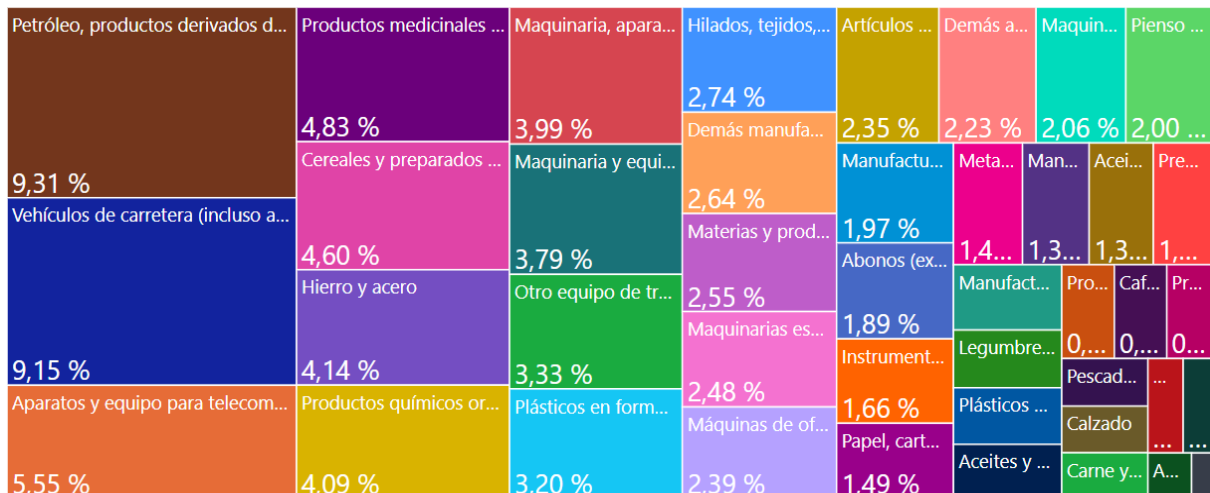


Figura 4.41. Canasta importadora colombiana (2022)  
Fuente: elaboración propia. Datos: DANE (2023a).

La figura 4.42, que ilustra el comportamiento histórico de la canasta importadora desde 2006 hasta 2022, da cuenta del papel crucial que juegan las manufacturas

dentro de la demanda de importación en Colombia, con una participación promedio desde 2006 hasta 2022 mayor al 78 %. En efecto, esta dependencia de las manufacturas se debe al bajo nivel de desarrollo industrial alcanzado en el país debido a la concentración de esfuerzos en el sector extractivista.

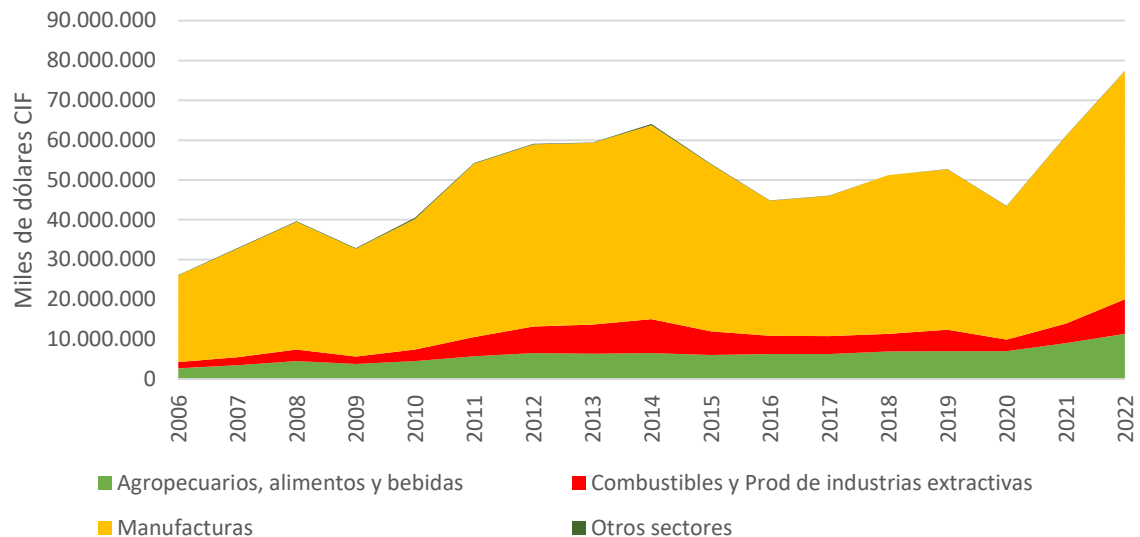


Figura 4.42. Canasta importadora colombiana (2006-2022)

Fuente: elaboración propia. Datos: DANE (2023a).

En específico, la figura 4.43, que presenta la balanza comercial del petróleo y el carbón desde 2000 hasta 2022, da cuenta del comportamiento superavitario sostenido de ambas mercancías. En 2022 las exportaciones de carbón fueron de US\$12.288 millones FOB, muy por encima de las importaciones —US\$0,4 millones FOB—. Las exportaciones de petróleo fueron de US\$19.073 millones FOB, aproximadamente tres veces el valor de las importaciones —US\$6937 millones FOB—. Además, en 2022 se dio una convergencia entre el superávit comercial del petróleo y el carbón, de modo que el superávit del primero representó cerca del 3,5 % del PIB y el del segundo, cerca del 3,6 %. Sin embargo, durante el *boom* petrolero, entre 2008 y 2014, la brecha entre el balance comercial de ambos productos era más profunda pues en promedio el petróleo representó el 5,7 % del PIB mientras que el carbón apenas alcanzó un promedio de 2,1 %.

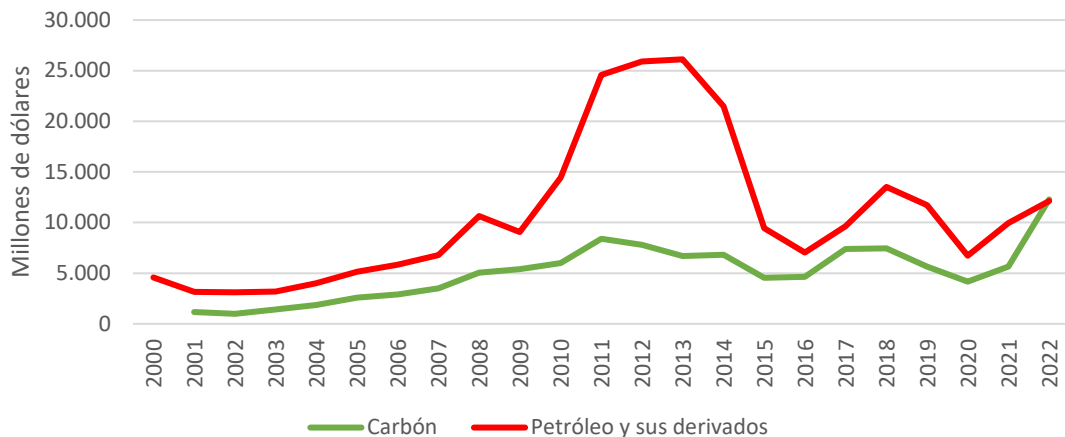


Figura 4.43. Balanza comercial de carbón y petróleo (2000-2022)

Fuente: elaboración propia. Datos: DANE, UPME y ACP.

En contraste, la balanza comercial del gas, presentada en la figura 4.44, da cuenta de un comportamiento histórico diferente al del carbón y el petróleo. Desde 2001 hasta 2015 el resultado comercial de este bien fue superavitario. La tendencia cambió a partir de 2016, desde cuando el resultado comercial neto ha mostrado un comportamiento deficitario. El déficit comercial promedio ha sido de US\$88 millones (0,03 % del PIB), alcanzando en 2018 US\$168 millones (0,05 % del PIB).

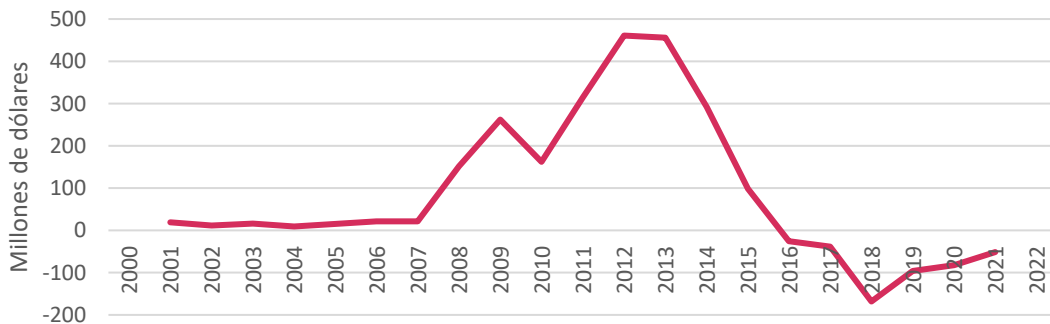


Figura 4.44. Balanza comercial del gas (2000-2022)

Fuente: elaboración propia. Datos: DANE; Trade Map.

#### 4.3.3.2. Cuenta financiera

Dentro de la cuenta financiera, la actividad asociada a la E&P de combustibles fósiles ha sido un importante punto atractor de flujos externos, dadas las tasas de rentabilidad corrientes y extraordinarias del sector, explicadas por el comportamiento de los precios internacionales y de los principales consumidores a nivel global.

En la figura 4.45 se ilustra el comportamiento de la cuenta financiera desde 2000 hasta 2022. En este último año la inversión directa neta alcanzó un total de

US\$13.327 millones (4 % del PIB), con una variación respecto al año anterior del 81 %, debida en parte a la senda de recuperación económica emprendida luego de 2020. La salida neta de capitales por inversión de cartera fue de US\$265 millones, mostrando un aumento del 6 %, seguida de la salida por derivados financieros (US\$823 millones) y por activos de reserva (US\$571 millones).

Históricamente, las subcuentas muestran resultados netos positivos; es decir, el resultado neto entre los flujos de salida y entrada de recursos suele ser a favor de esta última. En especial, el rubro que más contribuye al ingreso de recursos es la inversión directa, que en promedio ha representado desde 2000 hasta la actualidad cerca del 101 % de la cuenta financiera, alcanzando en 2012 una participación de 135 %. Este comportamiento se ve acompañado por una participación sustancial de la inversión en cartera, la cual tuvo un incremento de 54 % en promedio entre 2011 y 2016.

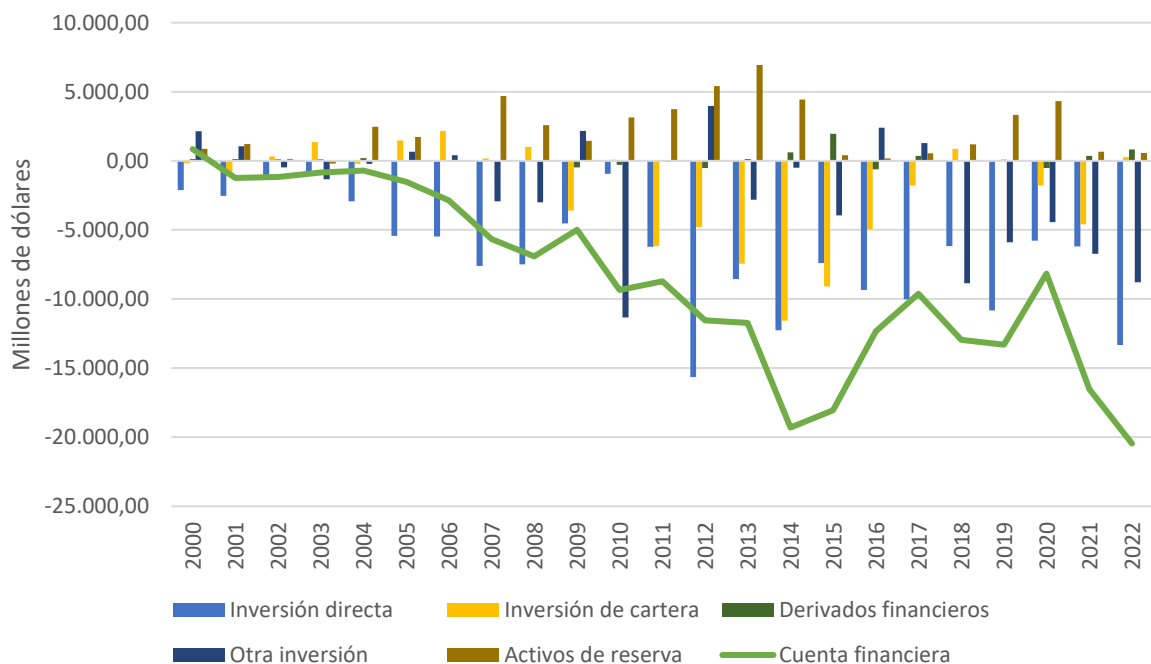


Figura 4.45. Cuenta financiera (2000-2022)<sup>79</sup>  
Fuente: elaboración propia. Datos: Banco de la República.

<sup>79</sup> En la cuenta financiera, valores negativos implican entrada neta de flujos de capitales.

#### 4.3.3.3. Inversión extranjera directa

La figura 4.46 muestra el comportamiento de la inversión extranjera directa (IED) desde 2000 hasta 2022. Los sectores más atractivos para la IED dentro del periodo evaluado han sido el petrolero, con una participación anual promedio dentro del total de la IED de 22 %; el minero-energético (17 %) y el financiero (16 %). De hecho, durante el auge petrolero y minero-energético, entre 2008 y 2014, el sector petrolero alcanzó una participación anual promedio de 34 % y el minero-energético, del 21 %, lo que implica que durante ese periodo por cada diez dólares que entraban a la economía por IED, 5,5 eran gracias a actividades extractivistas.

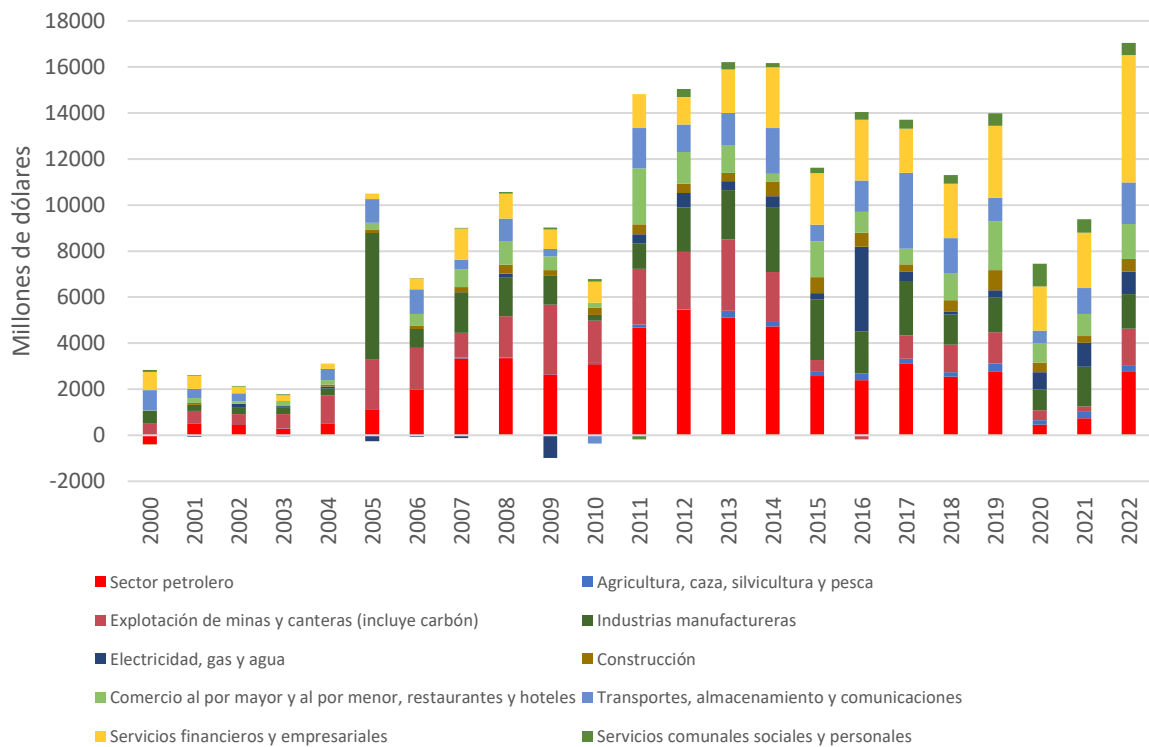


Figura 4.46. Inversión extranjera directa (2000-2022)  
Fuente: elaboración propia. Datos: Banco de la República.

En 2022 la IED significó un ingreso para el país de alrededor de US\$17.048 millones, superando niveles previos a la pandemia, impulsado principalmente por la inversión en servicios financieros y empresariales, la cual contribuyó a más del 32 % de la IED total; seguida por la inversión en el sector petróleo (16 %). Por su lado, la inversión en minas y canteras representó apenas el 9 % del total de la IED.

La IED destinada al sector de hidrocarburos y minería se detalla en la figura 4.46. La actividad de E&P de hidrocarburos junto con la minería han ocupado un papel

predominante durante el presente siglo en la canalización de recursos financieros externos, particularmente en el periodo comprendido entre 2001 y 2014, durante el cual representaron participaciones por encima del 50 % del total de la IED anual. Posterior al cambio en el superciclo de las materias primas han representado cerca del 23 %, disminución que se explica principalmente por la caída de la participación minera en la IED. En 2022 el valor total de la IED en hidrocarburos fue de US\$2777 millones, y en el sector minero fue de US\$1590 millones, lo que se traduce en una participación total del sector extractivista (hidrocarburos y minería) dentro de la IED del 25 % (16 % hidrocarburos y 9 % minas).

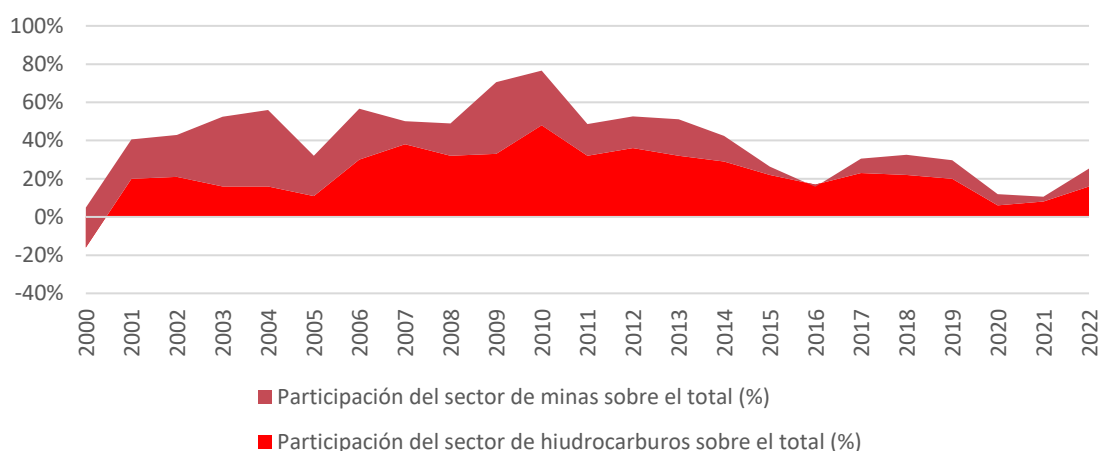


Figura 4.47. Participación de hidrocarburos y minas sobre el total de la IED (2000-2022)

Fuente: elaboración propia. Datos: Banco de la República<sup>80</sup>.

Existe además una importante correlación entre la volatilidad del precio del petróleo y la volatilidad del tipo de cambio, aunque se expresa débilmente a corto plazo (Gamboa-Estrada & Julio-Román, 2019). Así, una disminución en el precio del petróleo provoca un deterioro en la balanza comercial (Arroyo & Cossío Muñoz, 2015), aumentos en el diferencial de tasas de interés, depreciación de la tasa de cambio y una caída generalizada del producto de la economía como consecuencia de la desaceleración real y financiera (Beltrán-Saavedra, 2015).

<sup>80</sup> En 2000 hubo una salida neta de flujos de capitales en el sector de hidrocarburos de US\$384 millones, es decir, la cantidad de flujos de capitales que ingresaron a la economía por cuenta del sector petrolero fue menor a la que se invirtió en el exterior.

## 4.4. Consenso en torno al diagnóstico

La dependencia económica, fiscal y de balanza de pagos con respecto a los combustibles fósiles ha sido caracterizada y analizada desde diferentes enfoques y titulada, también, bajo rótulos diferentes. Una comparación de diversos estudios realizados para la economía colombiana con relación a los hidrocarburos confirma esta tendencia (tabla 4.5).

Colombia no se comporta como una economía petrolera<sup>81</sup>. Sin embargo, la presión tributaria y no tributaria del sector de hidrocarburos es relativamente alta, alcanzando rangos entre 0,63 % y 4,4 % del PIB en el caso de los ingresos de los hidrocarburos a nivel nacional (rango para un período amplio de años). Mientras tanto, los ingresos generados por los hidrocarburos se mantienen en un rango entre 4 % y 20 % como porcentaje de los ingresos del gobierno general central.

Con relación a la dependencia de la balanza de pagos, la presión externa ha respondido al ciclo internacional de las materias primas y, por tanto, ha mantenido una tendencia decreciente luego de los picos alcanzados en 2012 (participación de los hidrocarburos en exportaciones e IED). Sin embargo, los rangos de participación de los hidrocarburos, identificados por diversos estudios, van desde el 38 % hasta el 55 % del total de las exportaciones, y son superiores al 29 % en el caso de la IED.

**Tabla 4.5. Dependencia de los hidrocarburos en Colombia**

Estudio	Presión no tributaria	Presión tributaria	Presión externa		Periodo
	Ingresos por hidrocarburos (% del PIB)	Ingresos por hidrocarburos (% ingresos del gobierno central)	Exportaciones de hidrocarburos (% exportaciones)	IED en hidrocarburos (% de la IED total)	

<sup>81</sup> Según datos del Banco Mundial las economías con mayores rentas derivadas del petróleo en relación con su PIB desde 1990 hasta el 2021 son: Iraq, donde las rentas del petróleo representan en promedio el 40 % del PIB; Libia (36 %); Arabia Saudita (34 %); Angola (33 %); Qatar (27 %); mientras que en Colombia las rentas petroleras han representado en promedio apenas el 4 % del PIB. De igual forma, González (2018) analiza la dependencia de los hidrocarburos en 2022 a partir de dos factores: la renta como porcentaje del PIB y las exportaciones de combustibles como porcentaje del total de exportaciones. El autor señala que en Colombia las exportaciones de hidrocarburos representan casi el 70 % del total de las exportaciones, reconociendo el importante rol que tienen estas mercancías dentro de la economía. Sin embargo, el autor también demuestra que, a pesar de la baja diversificación de la canasta exportadora, en Colombia las rentas petroleras apenas representan cerca del 5 % del PIB, lo que ratifica que Colombia no se comporta como una economía petrolera.

			ones totales)		
CEPAL (2015)	4,4	11,5			2010- 2013
CEPAL (2015)	3,9	14,7			2010- 2014
Fedesarroll o (Villar <i>et al.</i> , 2014)	3,2		50	29	2013
Ministerio de Hacienda y Crédito Público (2018)	3,4	20			2013
	0,63	4	38,8		2018
OCDE (Elgouacem <i>et al.</i> , 2020)		< 20			2016
Ad-Gnosis (Vizcarra, Fontalvo y Espinosa, 2017)			55,6		2016

Fuente: elaboración propia con datos de Arroyo & Cossio Muñoz (2015); Elgouacem et al (2020); Gómez Sabaini et al (2015); Ramírez Arias et al (2018); Ramírez Arias & Baquero (2018); Villar et al (2014b); Vizcarra et al (2017).

## 4.5. Retos del modelo de desenvolvimiento económico dependiente de las materias primas

La dependencia económica de países periféricos con respecto a actividades de E&P de hidrocarburos y carbón trae consigo tres consecuencias principales: 1) el debilitamiento de las industrias restantes, 2) la dependencia importadora sobre los bienes de capital y 3) la supeditación del ciclo económico local a mercados internacionales con alta volatilidad (Laverde, 2014; Ocampo, 2016b).

Sobre el primer punto, la hipótesis de Prebisch-Singer señala que los países exportadores de materias primas tienden a largo plazo al deterioro en sus términos de intercambio, lo que se traduce directamente en un debilitamiento de la balanza comercial debido a la naturaleza de la elasticidad del precio de la demanda de las materias primas. Esto, a su vez puede desencadenar efectos negativos indirectos sobre los demás componentes de la balanza de pagos (Prebisch, 1984).

Las estructuras productivas y en general los modelos de desenvolvimiento económico suelen mostrar una tendencia que depende de la trayectoria histórica. Es decir, las situaciones presentes son, generalmente, el resultado de configuraciones y ajustes que abarcan periodos de tiempo considerables.

La dependencia económica con respecto a los hidrocarburos y el carbón es un proceso de décadas, cuyo desarrollo ha contribuido a la pérdida de participación de otros sectores, así como a la concentración de recursos de capital en dicha actividad y a la exposición de actividades de mayor complejidad (con potenciales mayores de demanda formal de trabajo) hacia la volatilidad cambiaria asociada a los mercados internacionales de materias primas.

Los flujos netos de capital que ingresan al país, especialmente por concepto de IED, muestran una clara supeditación con relación a los proyectos de industrias extractivistas, lo cual ilustra la propagación de la dependencia hacia los hidrocarburos y el carbón, tanto en la cuenta corriente como en la cuenta financiera de la balanza de pagos. Sobre esto, el último informe de vulnerabilidad externa de Colombia y emergentes construye un índice que ratifica la importancia del sector de hidrocarburos para el país. Los resultados muestran un deterioro de la situación para el periodo 2014-2015, que coincide con la caída del superciclo de las materias primas a nivel internacional (Ramírez Arias & Díaz Rojas, 2019).

El periodo previo a la crisis de los precios del petróleo mostró un aumento de las importaciones y tasas de crecimiento negativas del sector manufacturero,

mientras el ajuste de la cuenta comercial se dio gracias a los altos precios internacionales de las materias primas y un sector energético en expansión (Botta *et al.*, 2016b). Por otro lado, los autores advierten que la revaluación del peso colombiano se explica esencialmente por la dinámica de entrada de capitales, donde la IED juega un papel fundamental. No obstante, el comportamiento altamente volátil de la IED, en respuesta al peso que tiene la inversión en minas e hidrocarburos, lo hace un factor de alto riesgo para la economía colombiana (Botta *et al.*, 2016b), en comparación con economías cuya estructura productiva y canasta exportadora se mantiene más diversificada (Acemoglu & Zilibotti, 1997; King, 2010; Romer, 1990).

Como consecuencia de esta dinámica de dependencia productiva y de balanza de pagos hacia los hidrocarburos y el carbón, los ingresos fiscales del país se ven condicionados por la actividad de este sector, en tanto, que están ligados a la actividad económica general, que a su vez está determinada en gran medida por el comportamiento de dicho sector. A la vez que los flujos de IED y otros flujos de capital asociados influyen sobre variables que afectan de manera directa o indirecta las condiciones de acceso a financiamiento externo.

## 5 Justicia social, ambiental, energética y climática en la transición energética

Colombia, como país dependiente de la explotación de combustibles fósiles, se enfrenta a retos socioambientales significativos con respecto a las acciones que se tomarán a nivel mundial y nacional para adaptarse y mitigar el cambio climático. Primero, la Transición Energética Justa implica superar el modelo extractivista y las injusticias sociales y ambientales asociadas a él ya que, el cambio tecnológico no asegura *per se* la superación de estas problemáticas. En la actualidad, a pesar de que Colombia tiene importantes fuentes de generación energética, no ha garantizado la justicia energética, es decir, el acceso equitativo a energía de calidad a lo largo del país. Se ha privilegiado la exportación de los combustibles fósiles para la demanda energética de otros países, sin que esto repercuta en beneficios de distribución a nivel doméstico. Igualmente, la estructura del sistema eléctrico, como se desarrolló en el capítulo 3, se caracteriza por una alta concentración del mercado y de distribución geográfica en el territorio nacional que limitan el acceso equitativo a la energía en la población.

Segundo, la Transición Energética Justa se enmarca en los compromisos de lucha contra el cambio climático a nivel internacional, de tal manera que se reconocen las responsabilidades del país asociadas al sector minero-energético. Por último, los cambios que se puedan producir por las incertidumbres en los mercados internacionales de combustibles fósiles, las medidas de descarbonización y la inclusión de nuevas tecnologías para la transición energética, plantean desafíos en la reconversión laboral y productiva, restauración ecológica y encadenamiento productivo, en particular, en áreas dependientes de la extracción de combustibles fósiles.

Este diagnóstico se enmarca en las perspectivas de la justicia ambiental, climática y energética. Como se expuso en el capítulo 2, la justicia climática es la distribución ecuánime de las responsabilidades diferenciadas frente a la crisis climática a nivel global (Curzio *et al.*, 2022). La justicia ambiental, por su parte, es la prevención de conflictos socioambientales derivados del incumplimiento de las dimensiones de justicia distributiva, restaurativa, procedimental y de reconocimiento (ver Martínez Alier, 2019). Por último, la justicia energética es la superación de las inequidades de acceso y de distribución de los impactos cadena energética (Heffron & McCauley, 2017; Vega-Araújo & Heffron, 2022). Estos distintos enfoques incluyen la justicia social, en la medida que buscan la equidad e igualdad de oportunidades en

la sociedad. Cada una de estas categorías de justicia componen por cuatro dimensiones:

- 1) La justicia distributiva, se refiere a la distribución equitativa de las cargas y de los beneficios de una decisión entre las personas, generaciones y lugares.
- 2) La participativa o procedimental consiste en asegurar la toma de decisiones de forma inclusiva y legítima.
- 3) La de reconocimiento, tiene el objetivo de incluir y respetar distintas visiones de mundo, valores y sistemas de conocimiento.
- 4) La justicia restaurativa, se enfoca en reconocer y reparar los daños sobre las personas o el ambiente.

A lo largo del capítulo se tienen en cuenta enfoques diferenciales a nivel territorial, étnico y de género, ya que el reconocimiento de las múltiples identidades y relaciones de poder entre las diferentes poblaciones es necesario en la construcción de políticas públicas más democráticas y equitativas. El enfoque territorial, implica que la implementación de políticas, planes y programas tenga en cuenta y sea coherente con las características particulares a nivel social, económico y cultural de los territorios, así como incluir la participación de las autoridades territoriales y la población. El enfoque de género permite identificar la forma como las construcciones sociales en torno al género inciden en la configuración de relaciones desiguales que afectan de manera diferenciada a mujeres y personas con orientación o identidad de género diversas. Por su parte, el enfoque étnico busca reconocer las características diferenciales de acuerdo con el grupo étnico al que se refiera, según las necesidades de interacción y su territorio específico.

## **5.1 Modelo extractivista, conflictividad socioambiental y retos del sector minero-energético**

En esta sección se abordan los impactos sociales, ambientales y energéticos negativos asociados al sector minero-energético. Primero, se aborda la conflictividad socioambiental asociada al modelo extractivista que ha sido dominante en el país. Para ello, se abordan las tensiones por el uso, tenencia y manejo de la tierra y del territorio, la falta de participación de autoridades y población local, y dinámicas de los actores armados. Después, se presentan las problemáticas en cuanto a la democratización energética mostrando los retos existentes para superar la pobreza energética. A continuación, se exponen los instrumentos de gestión de la

conflictividad que el sector minero-energético ha formulado para así, señalar los retos para superar las injusticias vinculadas al sector.

#### 5.1.1. Conflictividad socioambiental asociada al modelo extractivista

En Colombia, el modelo extractivista manifiesta sus falencias en los altos índices de conflictos socioambientales asociados a la producción de combustibles fósiles y a la minería. En 2017, la Fundación Paz y Reconciliación (PARES) analizó 179 conflictos sociales en el país entre 2000 y 2016, encontrando que el 87 % correspondían a conflictos vinculados con actividades petroleras, de oro y carbón, especialmente en la etapa de explotación, y en gran medida por extracción formal (80 %) (Valencia y Riaño, 2017). Por su parte, el EJATLAS (EJOLT, 2023) recoge 134 casos de conflictos socioambientales en Colombia, de los cuales 24 están asociados a “combustibles fósiles y la justicia energética”, y 49 a “extracción de minerales y materiales de construcción”.

La conflictividad socioambiental vinculada a las actividades extractivas se suma a que, a pesar de sus promesas, estos proyectos no siempre han repercutido en un mayor bienestar para las poblaciones. En el marco de los 27 Diálogos Sociales para la construcción de la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa realizados por el Ministerio de Minas y Energía en diferentes regiones entre el 29 de septiembre de 2022 y el 11 de abril de 2023 se expuso que, en las zonas del país donde se ha establecido una economía dependiente del sector minero-energético, no siempre ha mejorado la calidad de vida y el bienestar. En los municipios donde se realiza actividad minera ilegal, se ha encontrado un incremento de la pobreza (Vargas Guevara et al., 2022) Esto también ocurre con la actividad legal, pues como la Sentencia T-614 de 2019 explica, la actividad minera de extracción de carbón en el Cesar ha deteriorado el derecho a la salud y a un ambiente sano de las comunidades que habitan los municipios mineros. En el Huila la instalación de la hidroeléctrica de El Quimbo generó afectaciones, reconocidas en la sentencia T-135 de 2013, que solicitó que se protegiera el derecho a la vida digna y mínimo vital de los afectados por la construcción de la represa. Por otro lado, en los Diálogos Sociales para la elaboración de la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa se indicó que la participación no ha sido prioritaria en la instalación y ejecución de los proyectos.

La implementación de proyectos de energías renovables en los años anteriores tampoco ha estado exenta de conflictividad socioambiental. El Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente señala que las energías renovables por sí

mismas no van a impulsar sociedades más equitativas y justas, por lo que, los gobiernos deben establecer medidas y lineamientos adecuados que permitan asegurar condiciones de equidad y bienestar en torno a estos proyectos (UNEP, 2022a). A continuación, se profundiza en las principales problemáticas del modelo extractivista colombiano y la forma cómo varias de ellas han tenido continuidad en la implementación de proyectos FNCER, revelando retos en cuanto al relacionamiento social, el conflicto armado, los conflictos por la tierra y el territorio, y la pobreza energética.

#### *5.1.1.1. Conflictos por el uso, manejo y tenencia de la tierra y del territorio*

Los proyectos minero-energéticos convencionales generan impactos ambientales. Entre ellos se puede ocasionar daños en los ecosistemas y servicios ecosistémicos, pérdidas y afectaciones en la biodiversidad, desviación de cauces, modificación de acuíferos, deforestación, contaminación de aguas superficiales y subterráneas, contaminación y degradación del suelo y, contaminación del aire. Con respecto a los FNCER, se conocen bien sus beneficios en reducción de GEI y capacidad de reducción de costos para la población usuaria, principalmente mediante formas de energía distribuida, pero aún es necesaria más información de sus impactos socioambientales debido al rápido y permanente desarrollo de las nuevas tecnologías (Rahman, Farrok, y Haque, 2022). De hecho, a las FNCER se les ha asociado con la deforestación, ruido, desplazamiento de especies, fragmentación de ecosistemas, degradación de los suelos, contaminación por mal manejo de los materiales de construcción, entre otros (ver anexo 1 sobre impactos ambientales de FNCER). Estos impactos se pueden reducir con un adecuado proceso de licenciamiento y manejo ambiental de los proyectos.

Las afectaciones biofísicas ocasionadas por la instalación de proyectos minero-energéticos ponen en riesgo la sostenibilidad de las actividades productivas locales que generan soberanía alimentaria y produce dependencia hacia la nueva actividad económica (véase sección 5.3). Actividades productivas de las comunidades como la agricultura, la recolección, la cacería, la pesca, entre otras, se han visto afectadas por estos proyectos, impactando el sistema alimentario de las comunidades y la generación de ingresos, reduciendo la capacidad de las poblaciones para satisfacer sus necesidades básicas de subsistencia (Defensoría del Pueblo, 2015; Duarte-Abadía *et al.*, 2015). Dentro de los impactos sociales señalados en los Diálogos Sociales para la construcción de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa se

advirtió el cambio de vocación productiva que desencadena en la instalación de proyectos minero-energéticos.

Por otro lado, el desarrollo de proyectos minero-energéticos puede entrar en contraposición con figuras de ordenamiento territorial. En Colombia existe una serie de figuras territoriales asociadas a la autonomía étnica o campesina, y otras asociadas a la protección u ordenamiento ambiental y territorial. Estas, dentro de ciertos planes de gestión enmarcados en programas, autoridades y formas de manejo, promueven determinados usos productivos y de conservación y formas específicas de organización en los territorios. La superposición de estas figuras con proyectos minero-energéticos puede suponer conflictos ya que se contraponen distintos intereses y se modifican el uso y la organización de la tierra. Para el caso de los hidrocarburos, Duarte *et al.* (2021) identificaron problemáticas vinculadas al uso, acceso y tenencia de la tierra por “la asignación de jurisdicciones especiales, la adjudicación de tierra, la clarificación de resguardos indígenas y de la propiedad rural, y la compra directa de predios y saneamiento de resguardos” (pp. 10-11). De acuerdo con este estudio, estas contraposiciones pueden inducir una presión sobre la tierra y el territorio ocasionando un aumento de la renta del suelo, el precio de la tierra, el costo de vida en la zona y las dificultades de acceso al agua.

Por su parte, el aumento de las presiones alrededor de la tierra y el territorio asociadas a proyectos minero-energéticos es un tema significativo en Colombia, teniendo en cuenta los conflictos históricos sobre este tema. Según datos de la Unidad de Planificación Rural Agropecuaria (UPRA), más de la mitad de los predios en Colombia no están formalizados legalmente (Neva y Prada, 2019). En este contexto, investigaciones sobre la concentración de tierras en Colombia indican que las actividades minero-energéticas han contribuido a esta problemática. De acuerdo con el análisis de Díaz Díaz y López Bayona (2021), en zonas como la región Andina la concentración de la tierra, medida a partir del índice de GINI, ha aumentado progresivamente, vinculada entre otras razones a la producción de biocombustibles y a actividades hidrocarburíferas y mineras. El estudio indica que la explotación de recursos naturales no renovables tiene consecuencias en el ordenamiento social de la propiedad rural y crea restricciones para el acceso a la propiedad, la formalización de títulos y el ejercicio de actividades agrícolas (Díaz Díaz & López Bayona, 2021).

Las presiones sobre el uso, manejo y tenencia de la tierra y sobre el acceso al agua no solo se asocian a proyectos de extracción de recursos no renovables. Investigaciones han encontrado que estas problemáticas están presentes en la instalación de hidroeléctricas con embalse o con gran capacidad de generación

(Martínez y Castillo, 2016). Igualmente, otras investigaciones han identificado que, en torno a proyectos de infraestructura de transmisión relacionados con nuevas iniciativas de FNCER en La Guajira, también hay presiones sobre el uso de la tierra. Pero, como en el caso de las comunidades étnicas sus tierras no pueden ser alquiladas o vendidas, los usos son compensados con el pago de dividendos a las comunidades indígenas (Vega-Araújo y Heffron, 2022).

Desde los enfoques diferenciales de este diagnóstico, se reconocen impactos específicos del modelo extractivista tanto por pertenencia étnica como por género. En relación con la perspectiva étnica, el hecho de que gran parte de los proyectos del sector minero-energético se ubiquen en territorios de población étnica genera tensiones entre diferentes perspectivas e intereses sobre el uso y manejo del territorio. Esto ha provocado injusticias por reconocimiento de las poblaciones étnicas dado que hay presiones que impactan su supervivencia cultural y física al entrar en disputa modelos diferentes de entender y relacionarse con la naturaleza.

Con el objeto de proteger la integridad étnica, cultural, social y económica de las poblaciones étnicas, Sentencias de la Corte Constitucional como la T-769/09 establecen que la exploración y explotación de recursos naturales en territorios étnicos debe garantizar la integridad social, cultural y económica de dichas poblaciones. Así, se ha buscado la compatibilidad entre la planificación del manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, y los derechos de las poblaciones étnicas. Esta medida de la Corte, entre otras, como las que soportan la consulta previa, libre e informada (detalladas en el capítulo 6), se suman al avance del marco jurisprudencial de la Corte Constitucional para el reconocimiento de los grupos étnicos de Colombia. No obstante, los desarrollos jurídicos en función de los derechos étnicos han desencadenado tensiones debido a que parte del sector público y privado los interpretan como barreras para sus proyectos y el desarrollo económico del país (Portafolio, 2014; Rodríguez Garavito & Baquero Díaz, 2015). Además, en los Diálogos Sociales para la construcción de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa, los grupos étnicos manifestaron que las consultas previas no siempre se han llevado a cabo adecuadamente, ya que, en varios casos, no ha habido respeto por las autoridades ancestrales, los estudios en que se han soportado son sesgados en beneficio de las empresas y cuando finalmente, se ha llegado a acuerdos, estos no han sido totalmente respetados. Estas dificultades se han presentado, en parte, por la ausencia de regulación que defina cómo implementar la consulta previa y cómo hacerles seguimiento a los acuerdos establecidos. En este sentido, los participantes a los Diálogos Sociales para la construcción de la Hoja de Ruta de la Transición

Energética Justa manifestaron que debía haber una revisión de estos procesos por parte del Estado para que la consulta previa se convierta en un instrumento que realmente permita el respeto de los derechos de los grupos étnicos.

Por su parte, las mujeres que habitan territorios destinados a la economía minero-energética también tienen afectaciones específicas. Al modificar las condiciones geográficas del territorio, las actividades de hidrocarburos, minería y energía tienen impactos en la salud de las mujeres y sus familias, restricciones espaciales, aumento del trabajo productivo y reproductivo, impactos sobre la salud del territorio bajo la forma del acceso a los recursos naturales, mayor vulnerabilidad a las violencias basadas en género, y pérdida del tejido social (Ojeda, 2022; Ulloa, 2016; Venes et al., 2023). Los impactos específicos y desproporcionados del extractivismo en relación con el género en Colombia han sido documentados por estudios académicos (Ojeda, 2022; Rodríguez Castro, 2021). Otros estudios también han demostrado interrelaciones entre los impactos de género, raza y posición social (Côte, 2023; Hernández Reyes, 2019).

Los “Lineamientos de género para el sector minero-energético” (Minenergía, 2020) reconocen el impacto diferencial de las actividades de los subsectores energía, hidrocarburos y minería en las mujeres. Por ello, se han propuesto cuatro ejes estratégicos: 1) vinculación de las mujeres en empleos directos, cargos de decisión, escenarios de participación comunitarios y en la cadena de valor del sector; 2) cultura para la equidad de género en el sector; 3) articulación y coordinación de acciones diferenciadas para el sector de manera interinstitucional e intersectorial; 4) prevención de violencias contra las mujeres en la industria y la comunidad de influencia. En el “Estudio sectorial de equidad de género para el sector minero-energético (Minenergía & BID, 2021) se construye la línea base y se resume el contexto actual de la equidad de género en las empresas del sector.

#### *5.1.1.2. Participación de las autoridades y de la población local*

La verticalidad en la toma de decisiones, la falta de transparencia y las falencias en los mecanismos de participación existentes son factores que contribuyen a la conflictividad socioambiental. La Corte Constitucional ha avanzado en jurisprudencia que promueve la participación de la población en asuntos que afectan su territorio<sup>82</sup>. Con la sentencia T-445/16 la Corte Constitucional tomó una decisión que permitía adelantar consultas populares y acuerdos municipales para que las entidades

---

<sup>82</sup> Además de las sentencias mencionadas, la Corte Constitucional se ha referido al tema de participación y proyectos minero-energéticos en sentencias como la T-769/09, SU698/17 y T-704/16.

territoriales decidieran sobre las actividades extractivas en su territorio. En su momento esta sentencia fue reconocida como uno de los avances más relevantes en cuanto a autonomía territorial, participación ciudadana y actividades extractivas (Negrete Montes, 2018) y como el pronunciamiento más explícito de la Corte en materia de participación ambiental (Velásquez, 2021b). Esa sentencia constituyó una respuesta a la baja participación de las autoridades locales y comunidades en relación con las actividades extractivas.

No obstante, en la Sentencia SU-095/18 la Corte resaltó el principio constitucional de que el subsuelo y los recursos no renovables son propiedad del Estado (Art.332, Constitución Política de Colombia) y, por lo tanto, las decisiones sobre ellos no podían ser tomadas solamente por los municipios. Así, limitó la posibilidad de adelantar consultas populares para vetar actividades extractivas a nivel local. Por su parte, ordenó crear programas y proyectos para fortalecer el diálogo, la información y la comunicación entre las entidades rectoras y las autoridades locales para aplicar los principios de coordinación y concurrencia.

A pesar de los avances de la Corte Constitucional y de que existen mecanismos para la participación local y para la coordinación y concurrencia a nivel nacional, se ha denunciado que las decisiones del sector minero-energético son tomadas por el nivel central del Estado, sin consultar a autoridades y población locales (Negrete Montes, 2018). Así, la organización Dejusticia, ha calificado al esquema de decisiones como “vertical y jerárquico” (Velásquez, 2021b, p. 100). Señala que las decisiones se han concentrado en los actores de la cadena de valor, pero que las autoridades locales y la ciudadanía han sido excluidas de la toma de decisiones sobre la explotación, entrega de títulos y distribución de la renta extractiva. A esto se suma la dificultad para establecer una articulación entre las diferentes esferas de gobernanza y los diferentes mecanismos de gestión dentro del ordenamiento territorial (Fedesarrollo y DNP, 2019).

Tanto en los Diálogos Sociales para la construcción de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa, como en el Diálogo Territorial Minero-Energético “Todos Cabemos”, organizado por la Redprodepaz y PARES en 2017, se identifica una preocupación de la población en áreas donde operan proyectos del sector por la falta de participación en una visión concertada del desarrollo y el ordenamiento territorial (Fundación Redprodepaz, 2017). Igualmente, como parte de los obstáculos para que se puedan dar los cambios necesarios para la Transición Energética Justa, los jóvenes participantes en los Diálogos Sociales para la construcción de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa identificaron la desarticulación de las instituciones del

Estado y la falta de participación de las comunidades, especialmente los jóvenes, en la definición de los programas.

La falta de transparencia es otro de los motivos de conflictividad asociada a los proyectos minero-energéticos. Las desigualdades con respecto al acceso a la información (Velásquez, 2021b), así como la ausencia de información clara y oportuna sobre los proyectos es parte de esta problemática. En los Diálogos Sociales para la construcción de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa se expresaba la necesidad de transparencia, vigilancia y control frente a los proyectos del sector minero-energético, así como a los prestadores de servicios de energía. Igualmente, los jóvenes señalaron la necesidad de recibir formación en veedurías ciudadanas para ejercer control sobre la ejecución de los proyectos sociales de las instituciones del Estado, de manera que se garantice la transparencia en los procesos.

A su vez, la implementación de proyectos minero-energéticos ha sido asociada a falencias en cuanto al cumplimiento adecuado de mecanismos de participación y de consulta previa. En el caso de esta última, se deriva de la adopción del Convenio 169 de 1989 de la OIT por el Estado colombiano mediante la Ley 21 de 1991. Es un derecho que busca asegurar la consulta de las poblaciones étnicas por lo que establece que los gobiernos deben consultarlas sobre medidas legislativas o administrativas que les ocasionen afectaciones directas. Sin embargo, es un mecanismo que tiene limitaciones ya que, con la consulta previa las poblaciones no tienen poder de vetar un proyecto, de modo que, los términos en los que esta se ejecute dependen de la injerencia de la comunidad en el proceso, según su capacidad de negociación (Galeano Lemus, 2022). El GDIAM (2021) señala que la consulta previa tiene un alcance limitado y que, la falta de diálogo intercultural se ha convertido en una fuente de tensiones en el marco de proyectos extractivos, por lo que posibilitar el diálogo permitiría prevenir la conflictividad.

La Corte Constitucional ha establecido criterios generales para el desarrollo de la consulta previa a través de distintas sentencias como, por ejemplo, las sentencias T-769 de 2016, T-129 de 2011, SU-123 de 2018, T-426 de 2014 y C-369 de 2019. Además, en los últimos años se han emitido normativas orientadas a definir lineamientos más claros para la aplicación de la consulta previa, como la Directiva Presidencial 10 o el Decreto 2613, ambos de 2013. No obstante, la academia, las comunidades étnicas y entidades como la Defensoría del Pueblo han indicado que la emisión de estas normas no fue consultada ni concertada con las comunidades

afectadas (CRIC, 2018; Defensoría del Pueblo, 2020; G. A. Rodríguez, 2014). La Directiva Presidencial 08 de 2020 complementó las medidas anteriores, pero la Defensoría del Pueblo ha señalado que estas directivas no tienen el alcance de una ley, sino que son más bien orientaciones. Así, se ha señalado que hace falta mayor regulación del procedimiento de consulta previa y que esta debería hacerse mediante una ley estatutaria (Carreño Guzmán, 2020).

Varios estudios coinciden en indicar que la forma de ingreso, operación e interacción de los proyectos de FNCER han inducido a la resistencia (Dyner *et al.*, 2022; Ulloa, 2021b; Vega-Araújo y Heffron, 2022). Para examinar esta conflictividad es importante ver el contexto de La Guajira, donde está proyectada la mayoría de la expansión del parque de generación eléctrica. Estos proyectos han estado rodeados de conflictividad, entre otros motivos, por la confusión sobre quién tiene la legitimidad para decidir sobre el territorio (Barney, 2023). Este fue un aspecto central expresado por las comunidades wayuú en los Diálogos Sociales para la construcción de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa adelantados en La Guajira. Además, como señala la fundación Foro por Colombia, en estos proyectos han estado ausentes mecanismos de interacción y diálogo horizontal entre empresas públicas y privadas, autoridades competentes y las personas que habitan los territorios. Igualmente, se indica que la Ley 2099 de 2021 no estableció salvaguardas para que se garanticen los derechos a la participación, el ambiente sano y la integridad cultural de las comunidades y los pueblos étnicos (Foro-Región Central, 2023).

Todo lo anterior muestra que uno de los principios fundamentales de la justicia social y ambiental, como es la participación, no se ha respetado en toda su dimensión en los proyectos de FNCER implementados en los años anteriores, limitando las posibilidades de incidencia en la toma de decisiones en sus territorios en el marco de la instalación de proyectos del sector minero-energético.

Así mismo, se evidencian injusticias en cuanto al reconocimiento de visiones no hegemónicas de bienestar a nivel territorial, étnico y de género, las cuales comprenden los proyectos minero-energético desde el establecimiento de una relación directa con la extracción de recursos e instalación de infraestructura que afecta su cotidianidad. Con respecto a los proyectos de energía renovable, distintos estudios han expuesto falta de inclusión y respeto a diferentes visiones de mundo, sistemas de conocimiento y valores de los pueblos indígenas. Así, en cuanto a las empresas eólicas en la Guajira, Guerra López (2023) ha identificado desconexiones ontológicas, es decir, diferencias entre las distintas maneras de entender el mundo,

conocimientos y saberes entre la población local y los desarrolladores de los proyectos. Igualmente, desconexiones interculturales, que se manifiestan en la escasa participación que han tenido los wayuú en la planeación y ejecución de los proyectos, sin que las empresas los vinculen como actores con los que se pueda dialogar directamente. Igualmente, Ulloa (2021a) ha expuesto que, tanto los proyectos de minería de carbón como los proyectos de energía eólica en la Guajira han desconocido las formas de relacionamiento entre el pueblo wayuú y el ambiente. Además, en algunos casos, al instalar proyectos del sector minero-energético se desconocen los valores sagrados que están asociados a ciertos espacios étnicos, como ha ocurrido en lugares sagrados para los wayuú (Barney, 2021; González et al., 2023).

#### *5.1.1.3. Dinámicas territoriales, actores armados y extractivismo*

El *Informe de la Comisión de Esclarecimiento de la Verdad* (CEV, 2022) identificó que en el conflicto armado la lucha por el control del territorio no solo ha tenido móviles insurgentes o contrainsurgentes, sino que se ha combinado con el narcotráfico, el blanqueo de dinero y, en algunos casos, con proyectos extractivos. Igualmente, distintas investigaciones han concluido que ha existido connivencia entre grupos armados y empresas nacionales y extranjeras (ACNUDH, 2021; CEV, 2022). La CEV señaló que el interés económico ha sido el móvil del conflicto armado en algunas regiones y que “algunas empresas han tenido un papel activo al inducir a otros a que cometan delitos o participando de manera directa en su comisión” (CEV, 2022, p. 296). En los Diálogos Sociales para la construcción de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa fueron mencionados problemas relacionados con la presencia de actores armados y actividades ilícitas en los territorios donde existen proyectos minero-energéticos, tales como narcotráfico, lavado de activos, inseguridad, hurtos, atentados, problemas de orden público, violencia y conflictos.

Investigaciones han planteado que las actividades extractivas exacerbaban la violencia en los territorios colombianos (Roa-García, 2017; Ulloa y Coronado, 2016). La presencia o el anuncio de proyectos de minería o de hidrocarburos se vincula a la incursión de grupos armados, que son atraídos por las posibilidades de financiación a partir de actividades ilícitas. Según Ayala Mosquera (2019), frente a la existencia de actividades mineras, se han producido alteraciones del orden público e inestabilidad sociocomunitaria en las zonas de implementación, caracterizada por un incremento de la sensación de miedo entre la población por el tránsito de grupos al margen de la ley que imponen controles a la libre movilización, secuestros y cuotas ilegales por la entrada y permanencia de los proyectos mineros. Por su parte, Duarte *et al.* (2021) indican que alrededor de las zonas de actividad petrolera ocurren extorsiones,

contrabando, amenazas y accionar violento contra la infraestructura y la población civil.

Por otro lado, los proyectos minero-energéticos se relacionan con la militarización en los territorios. Las regiones ricas en estos recursos han tenido más presencia de fuerzas militares para prevenir los ataques de grupos armados ilegales (Roa-García, 2017b). La CEV (2022) identificó que un rasgo de la militarización territorial ha sido la protección de infraestructura y megaproyectos, entre ellos, proyectos extractivos del sector privado. En el caso de proyectos de FNCER en La Guajira, por ejemplo, las empresas han llegado con la compañía del Ejército colombiano, debido a la situación de orden público que se presenta en los territorios. Según la comunidad, los militares restringen caminos locales, exigen requisas y amedrentan a la población (Barney, 2023). De esta forma, tanto la militarización como la presencia de grupos armados se traducen en una transformación de las dinámicas territoriales: se reduce la capacidad de decidir sobre su territorio, se limita la movilidad de la población local y se incrementa la posibilidad de quedar atrapados en los enfrentamientos entre los diferentes grupos armados. En los Diálogos Sociales para la construcción de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa se manifestó, además, que estas restricciones de la movilidad afectan la realización de diferentes prácticas ancestrales, lo cual va llevando a un proceso de pérdida de identidad.

Así, en las zonas de extracción de recursos naturales se presentan problemáticas de violación de derechos humanos asociados al conflicto armado, tales como asesinatos, secuestros, desapariciones, desplazamiento forzado, extorsiones y amenazas a líderes sociales y sindicalistas (Valencia y Riaño, 2017). La Oficina del Alto Comisionado de las Naciones Unidas para los Derechos Humanos (ACNUDH, 2021) encontró que entre 2015 y 2018 hubo 115 hechos contra defensores de derechos humanos, incluyendo intimidación, estigmatización, criminalización, desplazamiento forzado y asesinatos. Un 30 % de estos ataques ocurrieron en zonas con presencia de proyectos mineros a gran escala (especialmente de oro), pero también se presentaron incidentes en otros proyectos del sector energético, asociados a petróleo, gas, carbón, hidroeléctricas, parques eólicos y solares. Según un informe del Centro de Información sobre Empresas y Derechos Humanos (2021), entre 2015 y 2019 el 33% de los ataques a defensores humanos relacionados con empresas corresponde a denuncias del sector minero; el 24% asociado a la industria del petróleo, carbón y gas; y el 11% al sector de energía renovable.

La ACNUDH (2022) señala que entre 2016 y 2021 ha habido un incremento progresivo de asesinatos a personas defensoras de derechos humanos en Colombia. En ese periodo, la oficina verificó un total de 562 de estos casos, la mayoría eran hombres (498), y personas no indígenas o afrodescendientes (528), 64 eran mujeres, 61 personas indígenas (13 mujeres), 21 afrodescendientes (dos mujeres) y siete de la comunidad LGBTI. Así mismo, se identificó que la mayoría de las víctimas eran defensoras del ambiente, la tierra y el territorio, los derechos de los pueblos indígenas y afrodescendientes, las comunidades campesinas, así como también personas que defendían programas derivados de los acuerdos de paz tales como los PDET y los PNIS (ACNUDH, 2022). Además, la ACNUDH (2022) señala que, dentro de los patrones más relevantes de los homicidios a las personas defensoras de derechos en zonas rurales está el asesinato de líderes comunitarios por actores no estatales que buscan el control del territorio para el desarrollo de economías ilícitas, la apropiación ilegal de actividades económicas rentables y el control de corredores para narcotráfico y proyectos extractivos.

La violencia hacia las personas defensoras de los derechos humanos y las lideresas y líderes ambientales también es un obstáculo a la libre participación de la población local en decisiones relacionadas con el sector minero-energético. Odevida (2022) indica que varias ONG internacionales han puesto su atención en la violencia hacia los líderes ambientales en Colombia ya que desde 2016 es el segundo país con mayores asesinatos de defensoras y defensores del ambiente en América Latina, después de Brasil. Las amenazas y los asesinatos a líderes y lideresas sociales se suman a las asimetrías de poder entre la población local y las empresas, restringiendo la participación. Así, con lo expuesto se señalan obstáculos frente al objetivo de involucrar la participación de la ciudadanía dentro del enfoque territorial propuesto tanto en el Acuerdo Final de Paz como en la “Estrategia de desarrollo y relacionamiento territorial del sector minero-energético” y, por lo tanto, frente a la justicia procedimental.

### 5.1.2. Problemáticas en el marco de la democratización energética

Hasta el momento, el Estado colombiano no ha asegurado una democratización energética a nivel doméstico. La pobreza energética existente en el país es evidencia de que, a pesar de los esfuerzos que han existido, sigue habiendo falta de acceso equitativo a energía de calidad a nivel nacional. Este tipo de pobreza va más allá de la falta de capacidad monetaria para acceder a la energía. Un estudio de la Cepal la define como “la brecha en el acceso equitativo a energía de calidad que enfrentan los

hogares” (Calvo *et al.*, 2021). La energía incide en la garantía de la salud y en la calidad de vida de las personas. En situaciones en las que hay personas en condiciones electrodependientes, se requiere un suministro eléctrico estable. Además, el acceso a energía también permite mantener las viviendas en rangos de temperatura saludables, entre 18 °C y 24 °C, reduciendo el riesgo de enfermedades, particularmente en personas mayores (Calvo *et al.*, 2021; OMS, 2022). Igualmente, se relaciona con barreras de acceso a oportunidades de empleo, proyectos productivos de economía local y educación, ya que la existencia de un servicio energético de mala calidad, con baja capacidad, estabilidad y seguridad, limita la conexión y el acceso a la información de quienes conforman un hogar. Por el contrario, el acceso a electricidad y a tecnologías de información y comunicación (TIC), así como el goce de ambientes libres de contaminación atmosférica, están vinculados a mejores oportunidades laborales y educativas de las personas que hacen parte del hogar (Calvo *et al.*, 2021).

Según la OCDE la desigualdad de ingresos en Colombia es significativa y por tanto incide sobre su capacidad económica de la población más vulnerable de satisfacer sus necesidades, entre ellas el acceso a la energía y su complementariedad con otros bienes y servicios para generar bienestar. A nivel internacional es una de las más altas entre los países miembros de ese organismo y en América Latina ocupa el segundo lugar entre 18 países (World Bank, 2021a). Esta situación se profundizó como consecuencia de la pandemia por COVID-19: de 2019 a 2020 el índice de Gini nacional, coeficiente que mide la desigualdad<sup>83</sup>, subió de 0,526 a 0,544 (DANE, 2022b). Por otra parte, la pobreza multidimensional en 2020 aumentó 0,6 puntos porcentuales, e ingresaron 3,55 millones de personas a la condición de pobreza monetaria y 2,78 millones a la condición de pobreza monetaria extrema (DANE, 2022b, 2022a). Aunque hay que decir que estos indicadores experimentaron una leve mejoría en 2021, los niveles de pobreza y desigualdad en el país siguen siendo muy altos, como lo demuestran las cifras de World Inequality Database: el 10 % de la población más rica del país concentró aproximadamente el 51,2 % del ingreso nacional total, mientras que el 50 % de la población con menos recursos tan solo posee el 10,63 % de tal ingreso. Este dato refleja la difícil situación que viven a diario muchos colombianos para solventar sus gastos básicos de alimentación, vivienda, educación y transporte, entre otros.

---

<sup>83</sup> Este índice mide la desigualdad entre 0 y 1, siendo 0 la máxima igualdad y 1 la máxima desigualdad.

A nivel departamental las cifras muestran más contrastes. Para 2021 se encontró que ocho departamentos tienen a más de la mitad de su población en condición de pobreza monetaria. El departamento con mayor pobreza es La Guajira, con el 67,4 % de su población, seguido por Chocó (63,4 %), Magdalena (61,1 %), Córdoba (58,6 %), Cauca (58,3 %), Cesar (56 %), Sucre (54,6 %) y Norte de Santander (52,5 %) (DANE, 2022b). Si analizamos según necesidades básicas insatisfechas, los departamentos con la mayor proporción de población afectada son Vaupés (68,94 %), Vichada (67,76 %), Chocó (65,51 %), Guainía (59,52 %) y Guajira (53,33 %) (DANE, 2022b).

En cuanto a pobreza energética, las condiciones de desigualdad estructural mencionadas se suman a las condiciones geográficas como condicionantes del acceso equitativo a energía de calidad. La CEPAL señala que diversas condiciones geomorfológicas, de vegetación y climáticas han sido consideradas como una de las barreras para garantizar el acceso a energía de calidad en los países de América Latina. Estas condiciones también se asocian a características de la población y patrones de asentamiento sociales. En el caso de Colombia se ha encontrado que características como altitud, inclinación y dureza del terreno restringen la instalación de infraestructura o los medios de transporte para asegurar el acceso equitativo de energía en algunos lugares (Calvo *et al.*, 2021).

Por su parte, los modelos energéticos suelen privilegiar la inversión en infraestructura de gran envergadura. Esto repercute en que haya integración energética que da acceso a energía a las ciudades, mientras que en los lugares rurales o remotos no hay acceso a servicio de calidad debido a que las inversiones en esos sitios no son rentables. Muestra de ello es que mientras el acceso a electricidad en las áreas conectadas a la red eléctrica nacional es del 96-98%, en las zonas no interconectadas (ZNI) la cobertura es del 50% (Calvo *et al.*, 2021) (figura 5.1). Además, dentro de las ZNI, solo el 38 % de los usuarios accede al servicio durante las 24 horas del día (IPSE, (2023a), como se desarrolló en la sección 3.3.2. Esto evidencia significativos contrastes entre las zonas interconectadas y las que no lo están.

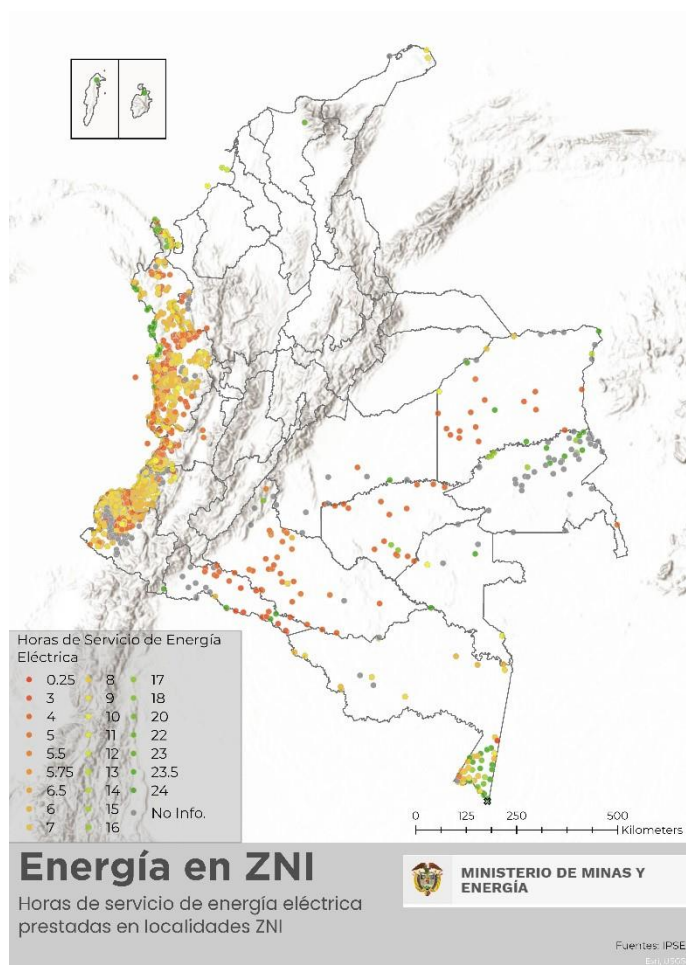


Figura 5.1. Mapa de ZNI y horas de servicio  
Fuente: elaboración propia con información del IPSE (2023).

Actualmente, en las ZNI el 98 % de localidades se abastecen energéticamente con combustibles fósiles (IPSE, 2023a) (figura 5.2). El uso de combustibles fósiles, como el diésel está asociado a mayores costos de producción de energía y mayores emisiones de CO<sub>2</sub>. De esta manera, las ZNI están expuestas a mayores gastos para el acceso a la energía, a pesar de que corresponden principalmente a zonas remotas y rurales, áreas generalmente asociadas a mayor pobreza monetaria.

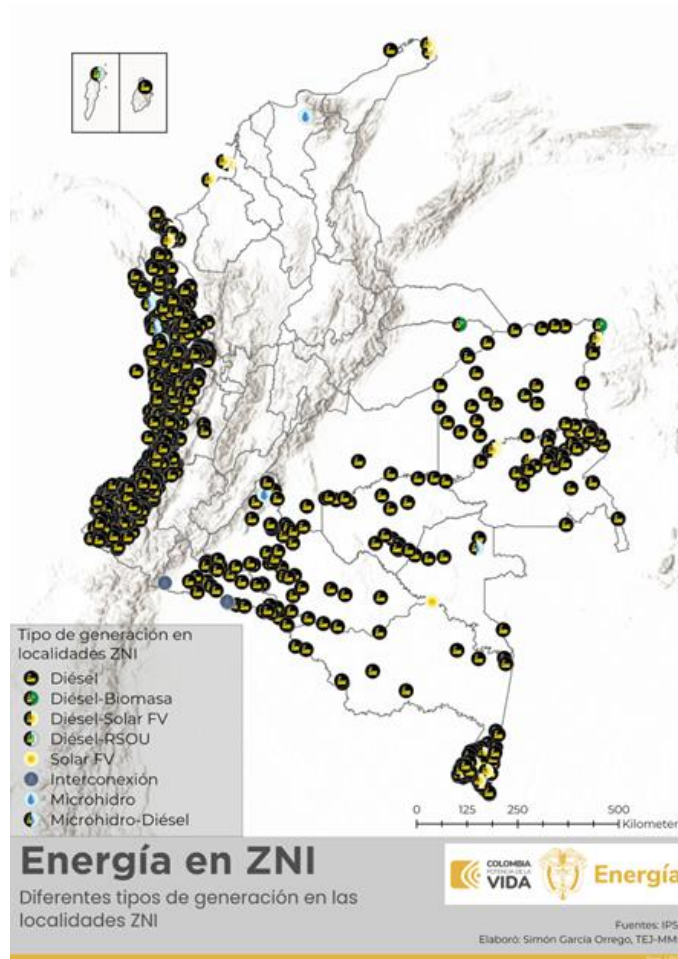


Figura 5.2. Mapa de tipos de generación de energía en ZNI  
Fuente: elaboración propia con información del IPSE (2023).

De acuerdo con el estudio de la CEPAL, el gasto excesivo para satisfacer las necesidades energéticas del hogar es un indicador de pobreza energética. Un consumo asequible es aquel que se puede alcanzar usando máximo el 10 % de los ingresos del hogar. Sin embargo, de acuerdo con esta investigación, en países como Colombia el primer quintil de menores ingresos debió destinar en promedio 15,7 % de los suyos a este rubro entre 2000 y 2015. Mientras tanto, el quintil más rico gasta menos del 1 % de sus ingresos en energía (Calvo *et al.*, 2021). Así, se muestra la poca asequibilidad a la energía para la población más empobrecida monetariamente en Colombia.

Por su parte, otro análisis del BID (2023), que define la pobreza energética como *falta de acceso a servicios energéticos*, señala que el 1 % de los hogares colombianos no accede a ninguno de los servicios energéticos necesarios para un

hogar: iluminación, preparación de alimentos, refrigeración de alimentos, entretenimiento, conocimiento y comunicación, calentamiento de agua y confort térmico. Además, la mayoría de los hogares se encuentra en condición de pobreza energética (73 %) —es decir, no satisface alguna de las necesidades energéticas identificadas— y un 10 % sufren pobreza energética severa (en gran parte, hogares en condición de pobreza extrema y localizados en regiones rurales). Las dos regiones que tienen una mayor proporción de hogares sin acceso a energía eléctrica (y a los servicios asociados a esta) o a combustibles limpios de cocción son la Orinoquía, con el 5 %, y el Pacífico, con el 11 % (BID, 2023).

Las zonas no interconectadas ZNI, además, coinciden en mayor medida con las regiones con más población étnica: el Pacífico, la Amazonía y la Orinoquía (Minenergía, 2022) (figura 5.3). Así, la mayoría de los proyectos de interconexión y ampliación de la cobertura eléctrica recaen en estas poblaciones (IPSE, 2022). De acuerdo con el DANE (2019a; 2019b), la población étnica está por debajo del promedio nacional en cuanto a la cobertura de energía eléctrica. En el caso de la población negra, afrocolombiana, raizal y palenquera (NARP), hay una cobertura del 92,6 %, frente al 96,3 % del total nacional. La mayor parte de población NARP sin cobertura está concentrada en los departamentos de Nariño, Guaviare, Chocó y Cauca (DANE, 2019b). Además, de acuerdo con el CONPES 4086 de 2022 la mayoría de esta población está concentrada en 171 municipios con un alto Índice de Pobreza Multidimensional (DNP, 2022). Por su parte, para la población indígena la cobertura de energía eléctrica es del 66 %, mostrando una brecha significativa frente al dato nacional. Esta falencia se concentra en los departamentos de Vichada, Boyacá, Chocó y La Guajira (DANE 2019a). Tales datos evidencian mayor pobreza energética entre la población étnica del país y, por lo tanto, una injusticia distributiva asociada a lo que los movimientos de justicia ambiental y la Corte Constitucional colombiana han reconocido como Racismo Ambiental (La Sentencia T-969/14 reconoce el concepto), casos donde los pueblos étnicos son expuestos a mayores cargas y riesgos ambientales y son marginados de los procesos de decisión.

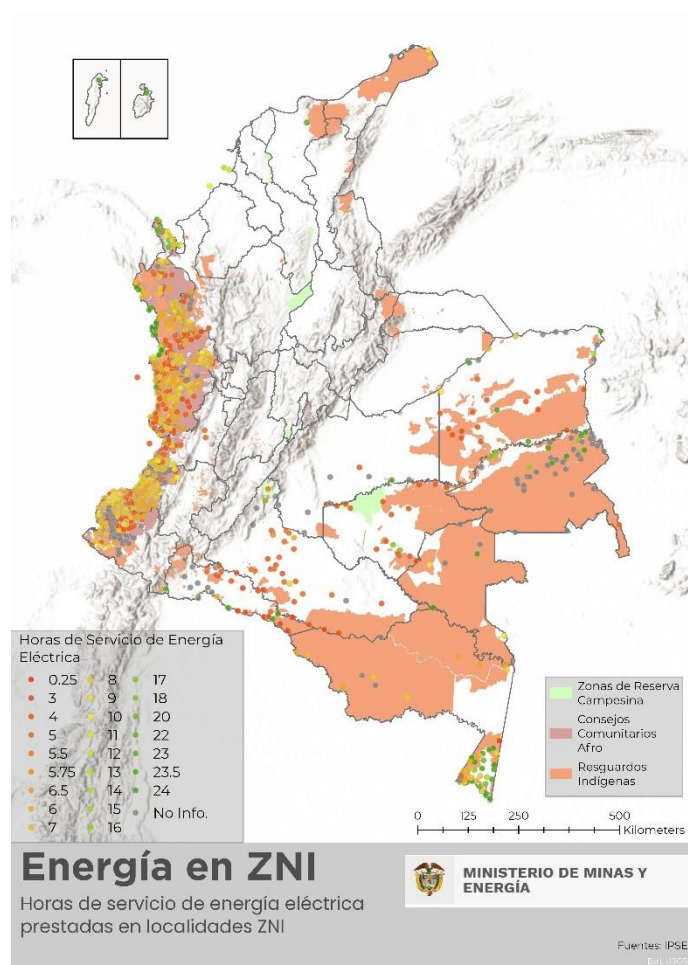


Figura 5.3. ZNI y territorios étnicos

Fuente: elaboración propia con información del IPSE, 2023.

Las mujeres suelen ocupar más tiempo que los hombres en los trabajos domésticos y eso limita su posibilidad de acceder a ingresos propios y participar activamente en actividades políticas y sociales (DANE & ONU Mujeres, 2020). En algunas zonas del país ellas gastan un tiempo significativo y energía física en acceder a combustibles tradicionales (leña, carbón, estiércol, entre otros) para calentar agua y cocinar (Minambiente & PNUD, 2021). En este sentido, en los Diálogos Sociales para la construcción de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa se hizo referencia a que, las dificultades de acceso a la energía en muchas zonas inciden en las actividades que las mujeres pueden hacer en los territorios. En las zonas donde no hay acceso a la energía, y se depende de combustibles tradicionales, las posibilidades de capacitación, formación y de participación en procesos organizativos se ven limitados por los tiempos adicionales que las mujeres deben gastar para asegurar los energéticos (leña) para el consumo, mantenimiento y cuidado del hogar. Estas son

características de la pobreza energética en Colombia que afecta diferencialmente a las mujeres.

El anterior análisis muestra que hay desigualdades en acceso y calidad a la energía entre la población de acuerdo con sus ingresos y según su localización geográfica. Se exponen, además, contrastes entre las zonas rurales y urbanas, especialmente, en el caso de regiones apartadas de los centros económicos del país, territorios étnicos y afectaciones específicas en relación con el género.

### 5.1.3. Instrumentos existentes de gestión de la conflictividad del sector minero-energético

A partir del reconocimiento de la conflictividad socioambiental ligada a los proyectos minero-energético, tanto el Ministerio de Minas y Energía como sus adscritas han diseñado estrategias de relacionamiento e instrumentos de gestión y prevención de estas conflictividades. Algunas de estas herramientas son de carácter voluntario, estableciéndose como recomendaciones de buenas prácticas para las empresas, mientras otras tienen carácter obligatorio, particularmente en los subsectores de minas e hidrocarburos. En esta sección se recogen éstos últimos, tomando como punto de inicio la Estrategia de Relacionamiento Territorial de la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales (OAAS) del ministerio (figura 5.4).



Figura 5.4 Instrumentos de relacionamiento y gestión social

Fuente: Elaboración propia

La Corte Constitucional, dentro de la Sentencia SU-095/18 ordenó al Ministerio de Minas y Energía crear mecanismos de información, comunicación, coordinación, concurrencia, participación y diálogo entre las entidades estatales, las autoridades locales y la población. Como respuesta a esta decisión desde 2018 se puso en marcha

la Estrategia de Desarrollo y Relacionamiento Territorial (EDRT) con un enfoque territorial en el diálogo y la información (Minenergía, 2022a). Esta estrategia fue actualizada en 2022 y, en 2023 la OAAS la reformuló y renombró como Estrategia de Relacionamiento Territorial (ERT).

La ERT tiene como objetivo principal “Propiciar condiciones para el desarrollo de las actividades del sector minero-energético de forma armónica con los territorios, promoviendo el diálogo y la participación social sobre la base de la garantía de derechos para la construcción de confianza y el bienestar colectivo” (Minenergía, sin publicar). Para cumplir los propósitos ordenados en la SU-095/18, la nueva estrategia hace énfasis en tres elementos: 1) el fortalecimiento de capacidades de los actores estratégicos, acorde a los diagnósticos que se desarrollen en el observatorio de la OAAS; 2) posibilitar la coordinación y concurrencia a partir de acciones de coordinación en varios niveles: nación-entidades territoriales, agendas sectoriales e intersectoriales, y de una interacción social basada en el diálogo permanente con los usuarios, empresas, comunidades y organizaciones sociales, y 3) la construcción de relaciones de confianza mediante el diálogo social y la implementación de esquemas de participación democráticos que reconozcan las características del país como pluriétnico, multicultural y que requiere cierres de brechas de inequidad. Para llevar a cabo lo anterior, la ERT busca consolidar planes de trabajo territorializados que articulen al Ministerio de Minas y Energía con las entidades adscritas para mejorar las condiciones de vida en los lugares donde tiene presencia el sector.

#### *5.1.3.1. Estrategias de gestión social de carácter obligatorio en el sector minero-energético*

- **Hidrocarburos**

En el sector de hidrocarburos existen principalmente dos instrumentos de gestión social y manejo de la conflictividad: los Programas en Beneficio de las Comunidades (PBC) y la Estrategia Territorial de Hidrocarburos (ETH). Los PBC consisten en el conjunto de actividades y/o proyectos de inversión social definidos por el Contratista en el marco de sus obligaciones contractuales, para contribuir con la atención de las necesidades de las poblaciones ubicadas en el Área de Interés de los Contratos de Hidrocarburos. Estos programas deben orientarse a contribuir con el mejoramiento de la calidad y las condiciones de vida de los habitantes de las Áreas de Interés y con el desarrollo económico y social del territorio y la región donde se adelantan las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, de manera complementaria y concurrente con las acciones del Estado.

Los PBC deben diferenciarse de aquellos programas y proyectos que el contratista está en el deber de acometer en cumplimiento de Licencias Ambientales y de Planes de Manejo Ambiental, o en ejecución de Medidas de Manejo acordadas en Procedimientos de Consulta Previa para prevenir, corregir, mitigar y/o compensar impactos derivados de la ejecución de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos, en Comunidades Étnicas, o que pretenda acometer como pago o compensación de impuestos, regalías u otros conceptos o contraprestaciones, todo ello con sujeción al ordenamiento superior.

Actualmente, los PBC deben definirse teniendo como referente los Objetivos de Desarrollo Sostenible –ODS- y las metas establecidas para Colombia en el CONPES 3918 del 15 de marzo de 2018. En esta definición deben tener especial atención con los objetivos que buscan reducir la pobreza, mejorar el acceso a servicios públicos y lograr la equidad de Género, según lo dispuesto en la Directiva presidencial 11 de 2020.

Los PBC surgen con la expedición del Decreto Ley 1760 de 2003, mediante el cual, en el numeral 5.7 estableció: “Convenir en los contratos de exploración y explotación los términos y condiciones con sujeción a los cuales las compañías contratistas, como parte de su responsabilidad social, adelantarán programas en beneficio de las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los correspondientes contratos.”

Así las cosas, para los contratos suscritos con la ANH entre los años 2004 y 2008, la obligación quedó establecida anualmente cuando los contratos se encuentren en la etapa de producción, para cada área de explotación y las operadoras definen el monto de la inversión. Para el caso de los contratos firmados entre el 2008 y 2011, se amplió el ámbito de aplicación a la fase de exploración, se mantuvo para la etapa de producción y los PBC se formularon en concordancia con los cuatro (04) parámetros establecidos en el Acuerdo 05 de 2011, no obstante, el monto lo siguió definiendo el operador del contrato.

Finalmente, para los contratos firmados desde junio del año 2012, se les incluyó la primera versión del Anexo de PBC del año 2012. A partir de ese hito, y como parte de la evolución del marco normativo de PBC hubo otras versiones de los Anexos de PBC tales como el Anexo F (2014), el Anexo D (2019) y el Anexo Único de PBC (2021) (ver figura 5.5). Estos cambios reflejan que, en el proceso de fortalecimiento de estos instrumentos, se ha visto la necesidad de definir criterios

claros para direccionar su implementación, así como especificaciones de obligatoriedad como condiciones para un mejor desempeño.



Figura 5.5. Evolución de los PBC

Fuente: elaboración propia.

No obstante, es importante reiterar que, la aplicación de los PBC depende de la minuta con la que se firma cada contrato. Los cambios en los PBC no son retroactivos, sino que las condiciones dependen del momento en el que se haya firmado el contrato. Como más del 60% de los contratos se firmaron en el periodo de 2004 a 2011, las condiciones que se establecieron para los PBC posteriores a ese período no aplican para estos contratos.

De esta manera, los PBC tienen como limitación que cada contrato tiene condiciones distintas según la minuta con la que se haya firmado y, por lo tanto, las condiciones de voluntariedad dejan a criterio del operador el tipo y monto de las inversiones. Por otro lado, la ANH (2022) plantea que el mayor reto de estos programas es medir los impactos en las poblaciones beneficiarias. Finalmente, también se reconoce que es necesaria mayor transparencia en los programas (Ambiente y Sociedad, 2021; ANH, 2022).

En este orden de ideas, la ANH lidera, con el Minenergía, la iniciativa de Gobierno Nacional denominada ETH, la cual se ha implementado desde 2013 con el fin de desarrollar acciones encaminadas a prevenir, atender y transformar la conflictividad social presentada en los territorios con actividades de exploración y producción de hidrocarburos, garantizando la presencia institucional, el dialogo social y promoviendo el desarrollo sostenible en las regiones. Es así como los principales objetivos de la estrategia territorial se centran en: 1) promover la articulación de

Gobierno, empresa y comunidades, 2) crear y fortalecer capacidades en los actores, 3) prevenir y transformar relaciones conflictivas y 4) construir visiones conjuntas y sostenibles de desarrollo (ANH, s. f. a).

La ETH tiene presencia territorial en 12 regiones priorizadas: Arauca, Boyacá, Caquetá, Región Caribe, Casanare, Cundinamarca, Huila, Magdalena Medio, Meta, Norte de Santander, Putumayo y Tolima. Su implementación se establece desde una gestión coordinada y planificada con entidades aliadas como el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio del Interior, el Ministerio del Trabajo, la Unidad Administrativa Especial Servicio Público de Empleo, la Superintendencia de Industria y Comercio y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) (ANH, s. f. b), entidades competentes para desarrollar acciones sobre las principales líneas que causan conflictividad social y en los temas de interés de los actores territoriales como lo son los asuntos laborales, contratación de bienes y servicios, ambientales, inversión social, asuntos étnicos y consulta previa, entre otros.

Dentro de las evaluaciones que se han hecho sobre la ETH se plantea que debe reevaluarse la forma centralizada como se ha planteado la estrategia (PNUD, 2017). Para ello, debe garantizarse y promoverse la participación efectiva en los distintos procesos, creando relaciones de confianza y la transformación de relaciones conflictivas. Igualmente, Pineda Mateus sugiere fortalecer el enfoque territorial de la estrategia a partir de una mejor articulación entre la ANH y otras entidades públicas con competencia en aspectos sociales y ambientales para lograr los objetivos planteados. El PNUD (2017) indicó una debilidad en la incorporación de enfoques transversales de derechos humanos y diferenciales étnicos, de género y de víctimas. En esta línea, Pineda Mateus (2020) indica que hay una oportunidad de mejora en fortalecer la aplicación de enfoques diferenciales y de derechos humanos.

Para el 2023, la ETH incorporó un equipo interdisciplinario bajo la orientación de la Dirección de Hidrocarburos y la ANH con el objetivo de diseñar estrategia para la reactivación de contratos suspendidos. Los causales de suspensión se asocian principalmente con relacionamiento con comunidades, instrumentos de ordenamiento territorial, consulta previa y asuntos étnicos y orden público.

- **Minería**

En el sector minero se han creado los *planes de gestión social* (PGS) como instrumentos a través de los cuales los titulares mineros establecen las iniciativas y actividades para una adecuada interacción con los grupos de interés vinculados a un proyecto minero. Estos deben incentivar las oportunidades sociales y económicas, con

el fin de 1) prevenir, mitigar y atender los riesgos sociales asociados al desarrollo del proyecto minero y 2) fomentar oportunidades y beneficios del proyecto.

Los PGS fueron voluntarios hasta 2015, cuando la Ley 1753 de 2015 (Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018) ordenó que la formulación y ejecución de los PGS fuesen una obligación de los contratos concedidos por la Agencia Nacional de Minería (ANM). De acuerdo con lo establecido por esta ley, los PGS deben formularse según la escala de producción y la capacidad técnica y económica de los titulares mineros. Así, el art. 5 de la Resolución 318 de 2018, modificado por la Resolución 263 de 2021, señala que el alcance varía según la escala del proyecto.

De acuerdo con el estudio del Departamento Nacional de Planeación (DNP) y Economía Urbana (2021), los PGS han impuesto nuevos retos para el sector, lo cual se demuestra en los bajos porcentajes de presentación y aprobación de los PGS: de 232 titulares mineros que debían presentarlos a agosto de 2020, 48,7 % no lo habían hecho y solo el 17,2 % estaban aprobados. Además, aunque la ANM ha hecho esfuerzos por desarrollar un marco normativo y lineamientos más claros para los PGS y la inclusión de temas sociales en la planificación y desarrollo de proyectos del sector, aún se percibe desconexión entre dicha agencia y los territorios. Igualmente, se reconoce una baja articulación entre los titulares mineros y la ANM, especialmente en el caso de los pequeños mineros, quienes perciben que sus obligaciones y los PGS no guardan relación ni con sus capacidades ni con el contexto económico de los lugares donde desarrollan su actividad. Por otro lado, hay debilidades en la armonización de los PGS con los lineamientos ambientales, así como una débil articulación entre tales planes y las entidades territoriales, particularmente en cuanto a su formulación y planificación.

El mismo estudio indica que, en gran parte, una gestión social exitosa depende del nivel de organización de la población del área de influencia, pero que estos actores en muchos casos requieren más conocimiento de los PGS, más involucramiento en su formulación y ejecución y roles más claros en su seguimiento. Además, los lineamientos de los PGS son flexibles, lo que permite formalizar actividades sociales que ya se venían adelantando, pero también que se presenten acciones cortoplacistas o de bajo valor estratégico, en las cuales se suelen omitir el enfoque de género y los ODS (DNP y Economía Urbana, 2021).

## 5.2 Cambio climático, transición energética y sustentabilidad

En las últimas décadas se ha observado un vínculo estrecho entre el aumento de la temperatura global y la frecuencia e intensidad de los fenómenos climáticos extremos (IPCC, 2019). Según un informe presentado a la ONU (2021) durante los últimos cincuenta años los fenómenos extremos han aumentado y han causado impactos desproporcionados en los países más pobres, países que en su mayoría no son los principales causantes de los GEI. De acuerdo con la Organización Meteorológica Mundial (OMM), perteneciente a la ONU, en el periodo comprendido entre 1997 y 2019 el 91 % de las muertes, causadas por fenómenos meteorológicos, climáticos e hídricos se produjeron en países en desarrollo (OMM, 2021).

Una de las principales características del cambio climático es que ocasiona impactos a escala globales, dado que las afectaciones por las emisiones de GEI trascienden las fronteras nacionales. Por lo tanto, la lucha contra el cambio climático requiere acciones globales. Como recoge la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (ONU, 1992), los países y las poblaciones tienen responsabilidades comunes pero diferenciadas: no todos han tenido la misma contribución, ni las mismas capacidades o condiciones socioeconómicas y las acciones que se tomen deben tener en cuenta estas diferencias para establecer compromisos. De esta manera, desde una perspectiva de justicia climática, se reconoce esta diferenciación de responsabilidades, así como se tiene presente que los efectos del cambio climático tienen un impacto más severo en poblaciones más vulnerables como niños, jóvenes, mujeres, campesinos, comunidades étnicas, entre otras, por lo cual es imprescindible tener un enfoque diferencial.

Aunque Colombia no está dentro de los principales países emisores de GEI a nivel global, sí tiene responsabilidades para su reducción y ha asumido compromisos en este sentido en el marco de la lucha contra el cambio climático. Hay al menos dos razones por las cuales Colombia debe tomar acciones en torno a la reducción de GEI asociadas al sector energético.

Por un lado, las responsabilidades de Colombia en cuanto a GEI no solo están circunscritas a aquellas producidas a nivel doméstico. El país ha contribuido al cambio climático a través de las emisiones exportadas, derivadas de las ventas de carbón e hidrocarburos para que otros países produzcan energía. Estas exportaciones repercuten en la liberación de grandes cantidades de CO<sub>2</sub> y otros gases que contaminan la atmósfera. En un estudio adelantado por Ráez Luna (2019) se analizaron nueve países de la región (Colombia, Argentina, Bolivia, Brasil, Chile,

Ecuador, México, Perú y Venezuela); se encontró que Colombia exportó alrededor de 1600 millones de toneladas métricas de CO<sub>2</sub>eq entre 2012 y 2017, valor que corresponde a 3,87 veces más emisiones que lo que el país emite dentro de su territorio. De esta manera, Colombia fue el país, de los estudiados, que más emisiones exportó en el periodo de estudio.

Por otro lado, los contaminantes atmosféricos y los gases de efecto invernadero suelen provenir de las mismas fuentes, por ejemplo, las centrales eléctricas alimentadas a carbón y los vehículos que utilizan diésel, por lo que deberían tratarse en conjunto, de acuerdo con la recomendación del Banco Mundial. La contaminación atmosférica a nivel nacional tiene efectos adversos en el bienestar de la población colombiana. Estas afectaciones no son homogéneas, se presentan, en mayor medida, en las grandes ciudades y centros industriales, en donde la calidad del aire incide en la morbilidad y mortalidad de sus habitantes. De acuerdo con el Informe del Estado de la Calidad del Aire en Colombia de 2019 (IDEAM, 2020), en varias de las regiones que cuentan con Sistemas de Vigilancia de Calidad del Aire (Cundinamarca, Antioquia, Valle del Cauca) se presenta al menos una estación de monitoreo que sobrepasa los niveles máximos permitidos para PM<sub>10</sub> (50µg/m<sup>3</sup>) y, un alto porcentaje de estas superaría los límites para 2030 (30 µg/m<sup>3</sup>). Situación similar se da para partículas de menor tamaño (PM<sub>2,5</sub>). La mala calidad del aire tiene un fuerte impacto en la mortalidad del país, generando altos costos económicos. El DNP estimó que en 2015 murieron aproximadamente 8052 personas por esta razón, con costos asociados de alrededor de 12,2 billones de pesos que equivale al 1,5 % del PIB de ese año (DNP, 2018). Un estudio realizado por Área Metropolitana del Valle de Aburrá con la Universidad de Antioquia<sup>84</sup> mostró que dos de los grupos más vulnerables de la población, como son los niños menores de 5 años y los adultos mayores de 65 años, son los grupos de edad más afectados por enfermedades respiratorias asociadas a los niveles de PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub> y O<sub>3</sub>. Concluye, además, que la implementación de planes de gestión de la calidad del aire puede disminuir el riesgo de sufrir enfermedades respiratorias agudas entre un 13 % y un 40 % para niños menores de 5 años. Las investigaciones exponen que, teniendo en cuenta los estándares de la OMS, las regiones sobrepasarían en 2030 los niveles máximos aceptables, si se sigue con la tendencia actual.

---

<sup>84</sup> Ver <https://www.metropol.gov.co/Paginas/Noticias/estudio-eventos-en-salud-asociados-a-la-contaminacion-del-aire.aspx>

Los datos expuestos evidencian los vínculos entre exportación y consumo de combustibles fósiles, GEI, cambio climático, contaminación atmosférica y salud, así como demuestran la necesidad de que el país adopte medidas al respecto desde el sector energético. La Transición Energética Justa se enmarca como una de las acciones en la reducción de GEI en la lucha contra el cambio climático, a la vez que contribuye a una mejora de la calidad del aire, y por tanto de la calidad de vida de la población colombiana, a través de la reducción de la combustión de combustibles fósiles.

A continuación, se abordan los desafíos de la transición energética justa frente al cambio climático, así como los aspectos en los que ésta puede contribuir a la producción de GEI si no se realiza de forma adecuada. Después, se señalan los instrumentos con los que, desde el sector minero-energético se ha buscado responder tanto al cambio climático como a gestión de riesgos. Finalmente, se cierra la sección señalando los retos existentes.

### 5.2.1. Transición energética y cambio climático

Las fuentes del desequilibrio planetario actual no solo se asocian a las emisiones de GEI, hay diferentes factores interrelacionados que lo ocasionan, entre los que se encuentran: el aumento de la temperatura, que afecta los ecosistemas; la alteración de los flujos bioquímicos; cambios en la acidez de los suelos y las aguas; y la transformación de los regímenes de lluvia. Todos estos aspectos afectan los medios de vida de los seres humanos, en mayor medida de las poblaciones más vulnerables. Por esta razón, distintos estudios hacen un llamado a no limitar la visión que se tiene sobre la sostenibilidad a las emisiones (Achakulwisut *et al.*, 2022; Nybo, 2021), tal y como lo plantea Konietzko con el concepto “túnel del carbono” (figura 5.6.).

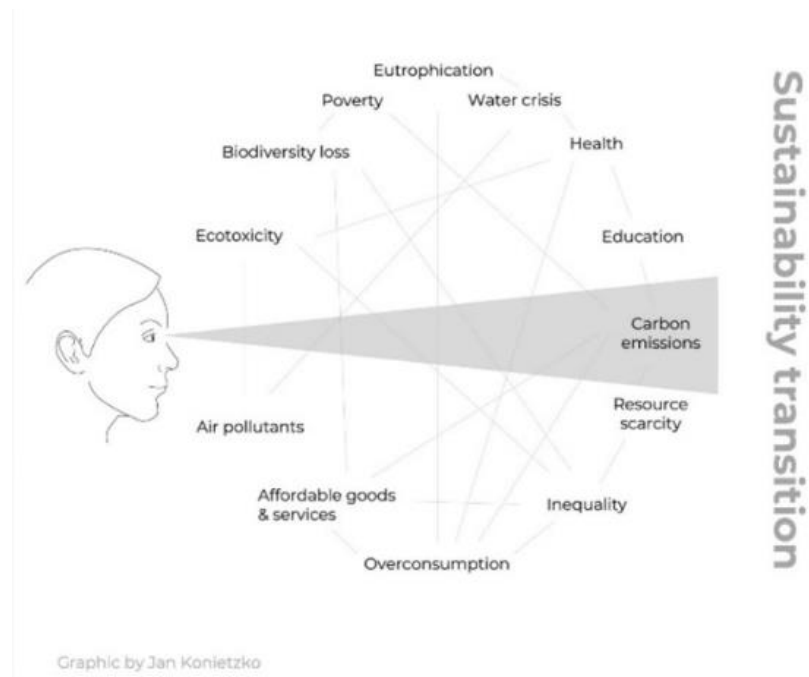


Figura 5.6. Visión de “túnel de carbono”  
Fuente: Nybo (2021).

Una transición energética justa, desde una perspectiva de justicia ambiental y climática, no solo busca reducir las emisiones de GEI, sino que también tiene en cuenta otras dimensiones necesarias para combatir el cambio climático y las injusticias que afectan el bienestar social y ecológico, como las que se plasman en la figura 5.6. Por esta razón, es importante reconocer que las tecnologías de fuentes no convencionales de energía, si bien reducen los GEI, también pueden tener impactos conexos que pueden contribuir al cambio climático si no se consideran las otras dimensiones que integran una transformación sustentable.

En el caso de los parques solares, la infraestructura puede requerir modificaciones del paisaje que transforman las funciones ecológicas de los suelos y, por tanto, impactan las dinámicas del agua, la vegetación y del carbono. Algunos estudios a nivel internacional han encontrado que siete años después de la revegetación del área de impacto, el contenido de carbono y nitrógeno era más bajo que en condiciones naturales; los módulos fotovoltaicos habían inducido heterogeneidad en la distribución de la humedad del suelo, la capacidad de retención de agua había disminuido, la fertilidad del suelo se había reducido, mientras que la conductividad eléctrica y el pH habían aumentado (Choi et al., 2020; Moscatelli et al., 2022). Por su parte, la producción de biocombustibles requiere el uso de gran

cantidad de tierra para su producción lo cual puede entrar en competencia con otros cultivos como los alimentarios (Rahman et al., 2022).

El vínculo entre el cambio climático y el manejo de la tierra y los bosques ha sido reconocido por el IPPC (2000, 2019). La degradación del suelo y los bosques repercutirían en el cambio climático y, este a su vez, contribuiría a la desertificación, degradación de suelos y la inseguridad alimentaria (IPCC, 2019). Así, los dos ejemplos señalados son una muestra de los efectos que pueden tener proyectos FNCER si no se llevan a cabo desde una perspectiva de sustentabilidad.

Por otro lado, con respecto a la relación que existe transición energética y cambio climático, deben tenerse presentes los riesgos que genera la creciente variabilidad climática en el sistema energético. Colombia ya ha enfrentado los efectos negativos de los fenómenos climáticos en el sector eléctrico, en particular asociados al fenómeno del niño entre 1992 y 1993 y, nuevamente, entre 2014 y 2015 (Bersano & Paredes, 2017; UPME, 2011). Las energías renovables juegan un papel fundamental en la diversificación de la matriz energética ya que ser dependientes a una sola fuente de energía no garantiza la confiabilidad del sistema (Paredes & Ramírez, 2017) y, puede llegar a generar sobrecostos (Cargo por Confiabilidad). Sin embargo, estas fuentes de generación también podrían verse afectadas por los fenómenos atmosféricos extremos (Sarma & Zabaniotou, 2021). Según el informe presentado por el *Cambridge Institute for Sustainability Leadership* (CISL), en 2014, el cambio climático afectó tanto la oferta de energía, como la demanda.

Para el caso de la energía eólica y solar, que dependen de los patrones del clima, los fenómenos climáticos generan desafíos importantes. Para ello, es necesario tener un sistema energético resiliente que establezca medidas y acciones encaminadas a mejorar sus capacidades y tener estrategias de preparación y gestión del riesgo (Sarma & Zabaniotou, 2021). En la oferta de energía, por ejemplo, los patrones climáticos que puedan generar afectaciones en la infraestructura instalada deben ser considerados desde el diseño de los proyectos. Los impactos van desde corrosión y desgaste de los materiales, hasta implicaciones en detenciones de los aerogeneradores por velocidades extremas de viento. Sarma y Zabaniotou (2021) evidencian la relación entre la eficiencia de las turbinas eólicas con fenómenos atmosféricos. En la región mediterránea, por ejemplo, se han presentado fluctuaciones anuales del 20 % en el rendimiento de las turbinas eólicas.

Lo anterior muestra la necesidad de que se identifiquen adecuadamente los impactos asociados al cambio climático en Colombia, para poder identificar las

medidas adecuadas para la adaptación de los sistemas de FNCER. Estas medidas simultáneamente deben considerar los proyectos con perspectiva comunitaria que buscan ampliar las oportunidades de la oferta energética incluyendo una perspectiva participativa con enfoque territorial, étnico y de género.

Hablando particularmente de la demanda, los patrones de consumo de energía cambian a causa del cambio climático. Esto porque a medida que la temperatura aumenta se requiere mayor refrigeración por el incremento de las necesidades de acondicionamiento del aire (CISL, 2014). Así, por ejemplo, en el Diálogo Nacional para la construcción de la hoja de ruta de la Transición Energética Justa realizado en La Jagua de Ibirico se expresó que debido al calor de la zona es necesario mayor eso de aire acondicionado y ventiladores para mantener cierto nivel de confort en las viviendas.

Actualmente, el sector minero-energético cuenta con un Plan Integral de Gestión de Cambio Climático y la Política de Gestión del Riesgo de Desastre (los cuales se describirán posteriormente), instrumentos que se articulan para enfrentar el riesgo del sector minero-energético y la gestión del cambio climático en búsqueda de garantizar la sostenibilidad y confiabilidad del suministro energético del país.

### 5.2.2. Instrumentos de gestión para la mitigación de los impactos asociados al cambio climático

Desde la firma del Acuerdo de París, Colombia avanzó en la presentación de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por su sigla en inglés) ante las Naciones Unidas. Posteriormente, el sector minero-energético fue pionero a nivel nacional al formular y promover el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático sectorial (PIGCCme 2050), reglamentado con la Resolución 40807 de 2018, por la cual se establecen directrices para la gestión del cambio climático. Luego, en 2020 la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) estableció el Plan Energético Nacional (PEN) 2050, como estrategia que asegurara el abastecimiento energético del país a corto, mediano y largo plazo, redujera costos y, a su vez, aportara al cumplimiento de sus compromisos climáticos. Así mismo, en 2021 se publicó la Política de Gestión de Riesgo, adoptada mediante la Resolución 40411 de 2021. Estas herramientas de gestión son complementarias y contribuyen tanto a la gestión del cambio climático, como a otras amenazas no asociadas a fenómenos hidrometeorológicos (sísmica, vulcanológica, riesgos tecnológicos, entre otros) en el sector minero-energético (ver figura 5.7).

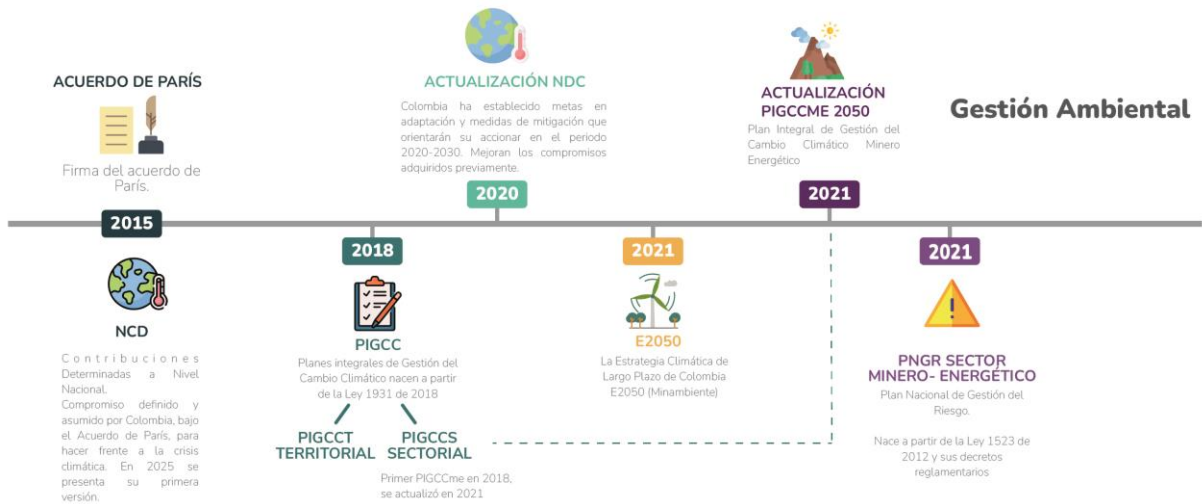


Figura 5.7. Línea de tiempo de las estrategias de gestión ambiental sectorial

Fuente: elaboración propia.

### 5.2.2.1. Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del Sector Minero-Energético

El PIGCCme es un instrumento a través del cual el Ministerio de Minas y Energía identifica, evalúa y orienta la incorporación de estrategias de mitigación de GEI y de adaptación al cambio climático en la planeación sectorial, respaldando y dando soporte a sus políticas y regulaciones, en un horizonte de planeación a 2030. Cuenta con tres componentes: 1) mitigación, 2) adaptación y 3) gobernanza. Cada uno de estos tiene líneas estratégicas, las cuales a su vez están divididas en acciones y actividades con responsables y plazos establecidos.

La NDC de Colombia fue actualizada y aprobada por la Comisión Intersectorial de Cambio Climático en diciembre de 2020, con base en las nuevas metas para alcanzar la carbono neutralidad en el año 2050, se actualizó la estrategia sectorial siguiendo los lineamientos del Sistema Nacional de Cambio Climático (SISCLIMA), en articulación con la Estrategia Climática de Largo Plazo de Colombia (E2050), ambos liderados por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, para dar cumplimiento al Acuerdo de París.

Bajo este marco, el PIGCCme 2050 también se actualizó mediante la Resolución 40350 de 2021 (que modificó la Resolución 40807 de 2018) con el propósito de desarrollar insumos, implementar acciones, emitir recomendaciones y establecer lineamientos que permitieran: 1) articular la política energética con la política climática nacional bajo el principio permanente de aportar a la competitividad y la sostenibilidad del sector minero-energético; 2) habilitar oportunidades para que la industria se prepare, fortalezca y aporte al cumplimiento de las metas nacionales

de cambio climático y 3) establecer espacios que permitan a la academia y la sociedad aportar el cumplimiento del plan (Minenergía, 2018).

La ejecución del PIGCCME se ha dividido en tres fases con periodos aproximados de diez años cada una (figura 5.8). La fase de *preparación* busca enfocarse en el cumplimiento de las metas que establece la NDC para 2030 referentes al cambio climático. La fase de *transformación* pretende evaluar y hacer seguimiento a las metas de carbono-neutralidad y resiliencia climática definidas en la fase 1 y, en caso de que no se estén cumpliendo, determinar los ajustes necesarios. La fase de *consolidación* visualizará el cumplimiento de la carbono-neutralidad y la resiliencia climática del sector, y además establecerá los lineamientos para que los cambios estructurales se mantengan en el tiempo (Minenergía, 2018).



Figura 5.8. Fases de la estrategia a largo plazo establecida por el PIGCCME 2050

Fuente: Minenergía (2018).

El PIGCCme 2050 busca la reducción de la vulnerabilidad ante el cambio climático y la promoción de un desarrollo bajo en carbono a nivel sectorial, fortaleciendo y protegiendo la sostenibilidad y competitividad de la industria para, a largo plazo, para alcanzar la carbono-neutralidad. Las metas definidas para disminuir las emisiones de GEI son: reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, alcanzar la carbono-neutralidad en 2050, reducir el nivel de riesgo climático a *medio* en 2030 y a *bajo* en 2050, y habilitar medios de implementación. Teniendo en cuenta que las políticas del sector minero-energético se evalúan constantemente frente a la actualización de los compromisos ante la crisis climática, la Transición Energética Justa implica cambios que podrían modificar, complementar o incluir nuevas actividades a ajustar la política sectorial frente a la gestión del cambio climático.

También se cuenta con los Planes Integrales de Gestión de Cambio Climático Empresarial (PIGCCe), instrumento voluntario mediante el cual las empresas

formulan las estrategias y acciones para la gestionar el cambio climático. El PIGCCe debe contar como mínimo con: i) Línea base y proyección de emisiones a 2030 y 2050, ii) Análisis y definición de acciones de mitigación y selección de senda(s) de carbono neutralidad, iii) Análisis de riesgos climáticos y riesgos de transición, junto con la definición de sus respectivas acciones de adaptación al cambio climático; y iv) Definición de acciones de gobernanza, entre las que se encuentran el análisis y definición de financiamiento, identificación de espacios de articulación con la política de cambio climático nacional y articulación con el PIGCCme. (Minenergía, 2023. Lineamientos PIGCCe)

#### 5.2.2.2. Política de gestión del riesgo de desastres del sector minero-energético

El Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 40411 de 2021 adoptó la Política de Gestión del Riesgo de Desastres del sector con un horizonte de implementación al 2050. Esta política reconoce que el SME es un actor en el Sistema Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres (SNGRD) busca fortalecer sus actividades mediante el desarrollo de los procesos de conocimiento, reducción del riesgo y manejo de los desastres, así como incorporar aspectos de gobernanza para la gestión del riesgo de desastres en el sector promoviendo la sostenibilidad, confiabilidad, seguridad, resiliencia y competitividad tanto del sector como de los territorios donde tiene presencia.

Hay interacción y complementariedad entre la gestión del cambio climático y la de riesgos de desastres puesto que las medidas de adaptación al cambio climático son el proceso de ajuste de los efectos presentes y esperados de este fenómeno (Ley 1931 de 2018). Lo anterior se traduce en acciones para disminuir vulnerabilidades, aumentar capacidades, resistencia y resiliencia de las sociedades frente a las amenazas climáticas, aspectos que son considerados como medidas que contribuyen a la reducción del riesgo de desastres.

Es claro que los eventos naturales, antropogénicos, socionaturales o de otro tipo, dentro de un enfoque de desastres, pueden causar problemas en la infraestructura y, por lo tanto, puede comprometer la prestación de servicios esenciales. La política adoptada por el ministerio “se posiciona como un instrumento clave para contribuir en la reducción de los riesgos, que conlleva a minimizar las pérdidas humanas, ambientales y económicas, pero, además, garantizar la continuidad de las actividades del sector en condiciones seguras” (Minenergía, 2021b).

La política consta de cuatro fases (figura 5.9), en las cuales se analizan las capacidades del sector, se evalúan posibles escenarios de riesgos por subsector a escala nacional, se definen los componentes generales y estratégicos, y se define el componente programático. En la línea estratégica “Innovación en la gestión del conocimiento del riesgo en el sector” se considera como acción “Incentivar el uso de nuevas tecnologías que permitan posicionar al sector en cuanto a la transición energética y la diversificación de la canasta minera como instrumento para la reducción de riesgo de desastres” (Minenergía, 2021b), lo cual implica que los procesos de Gestión del Riesgo de Desastres deben ser considerados de manera transversal en la implementación y transición energética.



Figura 5.9. Fases de la política de gestión del riesgo del sector minero-energético  
Fuente: elaboración propia con datos de Minenergía (2021b).

### 5.3 De territorios de sacrificio a corredores de vida

Las tendencias actuales de los mercados energéticos, junto con los escenarios para la Transición Energética Justa, plantean retos territoriales asociados a los cierres mineros, y a la reconversión laboral y productiva. Esta sección busca orientar un plan de acción que aborde los impactos que surgen en el camino hacia economías descarbonizadas y las oportunidades económicas, sociales y ambientales de las nuevas tecnologías de la transición energética. Se desarrollan los siguientes aspectos: 1) por la baja incidencia de Colombia en el mercado global de fuentes fósiles, se genera un alto grado de incertidumbre con impactos directos en territorios con dependencia del sector minero-energético; 2) siguiendo las experiencias nacionales y múltiples apuestas desde organizaciones civiles, academia, y literatura de política pública, se mencionan puntos clave para diseñar planes de acción en el marco del

declive de economías fósiles y la inclusión de nuevas tecnologías energéticas en territorios específicos; 3) se mencionan las oportunidades laborales y apertura de mercados del sector eléctrico, transporte, entre otros, en la Transición Energética Justa, además, la necesidad de vinculación de los procesos de transición energética a un encadenamiento productivo para impulsar economías diversificadas territoriales; 4) en este punto, se relacionan los retos educativos, tanto en investigación nacional sobre transición energética, como en el fortalecimiento de capacidades en población residente de territorios estratégicos para el sector minero-energético; 5) se hace alusión a posibles programas y proyectos para pasar de territorios extractivos, a corredores de vida impulsando habilitadores a nivel de procesos a corto, mediano y largo plazo con enfoque diferencial territorial, étnico y de género.

### 5.3.1. Impactos económicos, ambientales y sociales por la incertidumbre del mercado internacional de los combustibles fósiles

Por los compromisos de lucha contra el cambio climático, las múltiples demandas de la sociedad civil, grupos étnicos y campesinos, las drásticas reducciones en precios de generación de electricidad con FNCER<sup>85</sup> y las alternativas de movilidad distintas a los vehículos con motores de combustión interna, especialmente los vehículos eléctricos, la transición energética global ha estado acelerándose. Esto está produciendo crecientes incertidumbres en dos mercados de particular importancia para Colombia: el del carbón térmico (para generación de electricidad) y el de petróleo crudo.

En Colombia el carbón y el petróleo juegan un papel central, no solamente en términos energéticos<sup>86</sup>, sino en términos económicos<sup>87</sup>. Históricamente en el país se ha ido profundizando un modelo de desarrollo y de desenvolvimiento económico caracterizado por la explotación a gran escala de energéticos fósiles para ser exportados sin generación de valor agregado<sup>88</sup>. Esto repercute que, en algunos casos, en los últimos años la disponibilidad interna ha sido escasa obligando al sector industrial a sobre costos o cambios en sus materias primas. Además, gran parte de las exportaciones, ingresos fiscales, laborales y actividad económica, especialmente a nivel subnacional, proviene de la extracción y exportación de carbón térmico y petróleo. De hecho, más de la mitad de la energía primaria producida en Colombia es exportada sin procesar y corresponde a estos energéticos.

---

<sup>85</sup> Véase capítulo 1.

<sup>86</sup> Véase capítulo 3.

<sup>87</sup> Véase capítulo 4.

<sup>88</sup> Véase sección 2.1, sobre extractivismo, y capítulo 4, sobre la resultante dependencia económica.

Por un lado, gran parte de la extracción de carbón térmico colombiano deja de ser rentable en escenarios de menor demanda de carbón, mayor costo de extracción y menor precio en el mercado (por debajo de 90 USD/T), lo cual contribuye a que empiecen a ocurrir cierres intempestivos de operaciones mineras, como el que ocurrió con la empresa Prodeco en 2021<sup>89</sup>. Por el otro, los precios con los que se llega a punto de equilibrio en Colombia son más altos que otras latitudes (oscilando entre 28 y 77 USD/barril)<sup>90</sup>, si la demanda mundial de crudo se reduce o bajan los precios, para Colombia es difícil mantener sus operaciones de extracción de hidrocarburos a los niveles actuales (NRGI, 2021). Visto así, el proceso de reducción de la participación de Colombia en la extracción de petróleo y carbón puede ser menos el resultado de decisiones de gobierno, y más de dinámicas internacionales de mercado, donde resulta latente operar estrategias de planeación hacia una economía diversificada.

Por la dependencia económica a energéticos fósiles exportados (ver capítulo 4), el país es vulnerable a las incertidumbres de los mercados internacionales de dichos energéticos. En otras palabras: Colombia no tiene la total potestad sobre la extracción y venta del carbón o el petróleo que tiene, dado que depende de que otros países lo compren. Por esa razón, el país debe estar preparado para los distintos escenarios futuros de estos energéticos. Al respecto, sucesivos ejercicios de planeación minero-energética adelantados por el Gobierno han apuntado a preparar al país para aprovechar las épocas de altos precios y demanda, siempre tratando de maximizar los ingresos por concepto de exportaciones (Martínez & Castillo, 2019) para una revisión de distintos Planes Energéticos Nacionales. Sin embargo, hasta la fecha no hay documentos de planeación orientados a preparar al país ante posibles, y como se argumenta en los capítulos 1 y 3, probables períodos de declive (Véanse por ejemplo, CONPES 3934, 2018; CONPES 4023, 2021; CONPES 4075, 2022; Gobierno de Colombia, 2021a; UPME, 2020b).

Este vacío puede significar un riesgo para el país, pero en particular para los eslabones más débiles en las cadenas de valor ligadas a la extracción de petróleo y carbón, entre ellos trabajadores, mujeres, comunidades campesinas y étnicas aledañas a proyectos extractivos (Huxham & Anwar, 2023). Por esta razón, es indispensable hacer énfasis en proyectos económicos, sociales y ambientales que principalmente impacten la vida de los grupos que pueden ser potencialmente más afectados en la cadena de energéticos fósiles.

---

<sup>89</sup> Véase sección 3.5.

<sup>90</sup> Véase sección 3.4.

Así, se busca dar pasos hacia una planeación anticipada que reconozca las particularidades territoriales y las necesidades inevitables que resultan de un mundo en el que quizás para Colombia sea imposible competir en los mercados de carbón y petróleo debido a variables como costos de flete, costos de extracción, restricciones ambientales, entre otros. Se hace necesario atender el llamado para avanzar en proceso de diversificación productiva y laboral para adelantar un desescalamiento del extractivismo que históricamente ha afectado a regiones como el Centro del Cesar, la Baja Guajira, el Magdalena Medio o los Llanos Orientales, donde además de generar ingresos económicos sustanciales (ver capítulo 4), el extractivismo de combustibles fósiles dejó profundas heridas sociales, ecológicas, territoriales y culturales (ver sección 5.1).

A continuación, se mencionan puntos claves para una transición de energéticos fósiles en territorios con alta dependencia a estos.

1. De acuerdo con lo establecido por la Sentencia SU-095/18 de la Corte Constitucional, la producción de recursos naturales no renovables del subsuelo debe tener en cuenta la implementación de los principios constitucionales de coordinación y concurrencia nación-territorio y la participación democrática. La sentencia subraya la importancia del desarrollo normativo para establecer el protocolo de la relación entre las autoridades nacionales y las locales pues así se daría solidez y respaldo institucional a los instrumentos, sin que dependa solamente de la voluntad y discrecionalidad del gobierno de turno, e impulsaría una gestión acorde con la planificación territorial (Foro-Región Central, 2023).
2. En los departamentos con mayores ingresos del Sistema General de Regalías (SGR) están los proyectos de energéticos fósiles (figura 5.10), donde no siempre se han visto beneficios directos hacia estos departamentos (Contraloría General de la República, 2013). De la mano con los recursos del SGR, la presencia y predominancia de actividades extractivas impulsa dinámicas de dependencia económica a nivel regional en el marco de oportunidades laborales y la cadena de valor que habilita el sector. Los departamentos con mayor asignación de recursos son Meta, con el 11 % de recursos, seguido por Cesar, con 7 %, y Casanare con 6 %, departamentos con mayor actividad extractiva (Foro-Región Suroccidente, 2021). Esto implica un análisis sobre las formas de distribución de las regalías y la disposición de estas dentro de un posible declive de estos energéticos en el marco de promover proyectos para la transición energética justa.

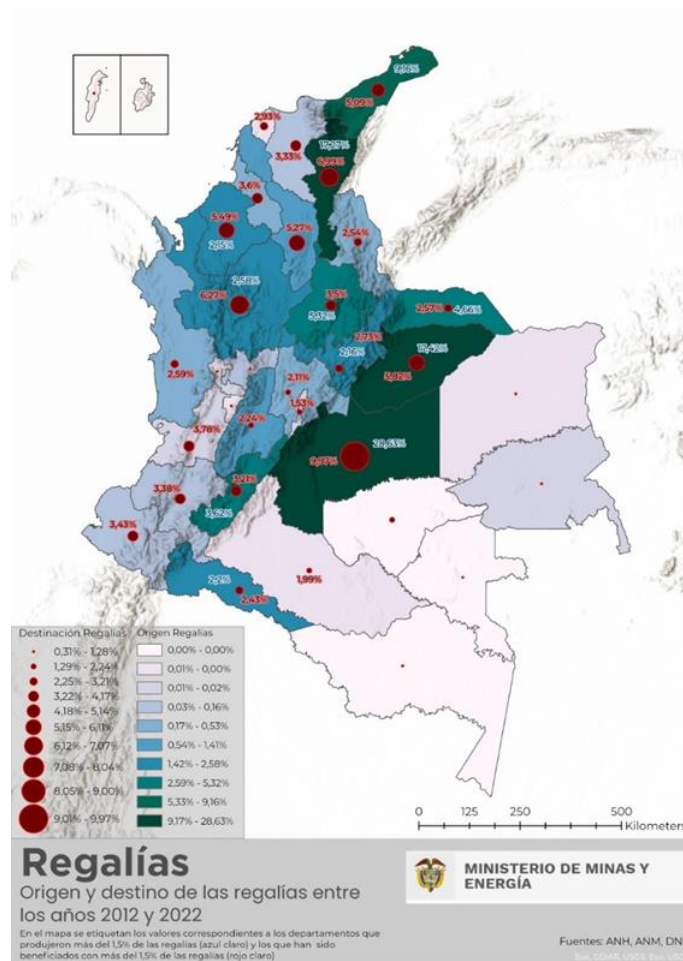


Figura 5.10. Mapa de origen y destino de las regalías entre 2012 y 2022

Fuente: elaboración propia con información de ANH, ANM, DNP.

- A raíz de la renuncia de los títulos minero de carbón térmico en el Cesar por parte del Grupo Prodeco a 2021, los cierres mineros han hecho parte de diversos debates en el país. Esta situación, como se constató en los Diálogos Sociales para la construcción de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa, preocupa a la población, en especial en las zonas cuya economía depende principalmente de actividades extractivas, como el Cesar y La Guajira.

De acuerdo con una revisión de literatura sobre el tema de cierres mineros Bainton y Holcombe (2018), se conoce más sobre los aspectos físicos que sobre los sociales. Se plantea que en los cierres mineros deben tenerse en cuenta aspectos sociales como la planificación de la mano de obra, la vivienda, las economías posexplotación minera, la infraestructura y los servicios a la

población local, la participación de las partes y acuerdos con dicha población, entre otros (Bainton y Holcombe, 2018).

4. En los Diálogos Sociales para la construcción de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa adelantados con los sindicatos del sector minero-energético, la pérdida de empleos derivada de cierres mineros reduce los ingresos de las familias en estas regiones dependientes de la economía del carbón, que se ven en dificultades para satisfacer necesidades básicas como la alimentación, la salud y la educación. También se ven afectadas otras familias que prestan servicios a las minas y a los trabajadores directos, ocasionando un problema social en la región. Ante estas problemáticas, los sindicatos piden la protección de sus derechos y los de sus familias, la diversificación económica y la reconversión laboral. A partir de esto, ha surgido una serie de peticiones articuladas con el Ministerio del Trabajo:
  - Mecanismo para la identificación clara del número de trabajadores directos e indirectos afectados por cierre, renuncia o cambio de operación por parte de las empresas.
  - Ruta de reconversión laboral de los trabajadores/as cuyos contratos pueden ser terminados.
  - Posibilidades de reubicación laboral, condiciones para las desvinculaciones o, en su defecto, planes de retiro voluntario.
  - Financiación de un fondo que garantice el pago de la cotización a la seguridad social por el lapso que se acuerde entre las partes, destinado a los extrabajadores que se organicen en forma asociativa para impulsar la economía popular y comunitaria (CNV Internationaal, 2023).
5. Además, en el marco de cierre de proyectos minero-energéticos de energéticos fósiles, se prevee necesario crear un plan para supervisar y gestionar los impactos ambientales pos-cierre que permanezcan en la zona de influencia del proyecto y prevenir los pasivos ambientales. De allí, se deriva la consolidación de apuestas de restauración ecológica y territorial que incluyan a las comunidades afectadas por la actividad extractiva. El Proyecto de Ley No. 117 de 2021 (Cámara) y 226 de 2022 (Senado) que define los pasivos ambientales y establece lineamientos para su gestión fue aprobado y, a la fecha, se encuentra pendiente de sanción presidencial. Los proyectos de ley definen los pasivos como

*El impacto negativo, susceptible de ser medido, ubicado y delimitado geográficamente, causado por proyectos, obras o actividades humanas autorizadas o no autorizadas, identificado en el transcurso o con posterioridad a la finalización, suspensión o abandono del proyecto, la obra o la actividad que lo provocó, que no fue oportuno o adecuadamente manejado en relación con su prevención, mitigación, corrección o compensación y que genere un nivel de riesgo no aceptable a la salud humana o al ambiente, de acuerdo a las metodologías aceptadas por la autoridad ambiental, en coordinación con la autoridad sanitaria (Art.2)*

6. Como se mencionó, los cierres de proyectos extractivos implican retos sociales, ambientales, económicos, fiscales y laborales, principalmente. Sin embargo, la entrada de proyectos de generación de energía con FNCER también conduce a crear un marco de medidas para dar condiciones de entrada de los proyectos en los que el relacionamiento territorial supere las lógicas del extractivismo.

La falta de participación, transparencia e incumplimientos en relación con la Consulta Previa, Libre e Informada (CPLI) no solo ha estado presente en proyectos de extracción de recursos no renovables. Varios estudios coinciden en indicar que la forma de ingreso, operación e interacción de los proyectos de FNCER han inducido a la resistencia (Barney, 2023; Dyner *et al.*, 2022; Foro-Región Central, 2023; Ulloa, 2021; Vega-Araújo & Heffron, 2022). Ante el creciente y acelerado interés por desarrollar proyectos FNCER en La Guajira, se han presentado estrategias para acelerar el procedimiento de la CPLI sin considerar la organización wayuú y la realidad local. Esto incluye el intento de hacer consultas virtuales en medio de las restricciones de la pandemia, a poblaciones sin acceso a electricidad ni a internet. Además, hay denuncias de sobornos, utilización y chantaje de las empresas a las autoridades y líderes para cumplir el requisito en cuestión. Debido a las irregularidades con respecto a este procedimiento, el pueblo wayuú ha solicitado que se invaliden y repitan todas las consultas previas hechas en su territorio (Barney, 2023). Cabe resaltar, que las empresas se han enfrentado también a presiones por parte del Estado, debido a que deben cumplir con tiempos definidos en las subastas por cargo de confiabilidad que les exigen acelerar los procesos (Rutas del Conflicto, 2023).

7. El sector minero-energético se ha caracterizado por su brecha de género en espacios laborales, y su baja inclusión de mujeres en la cadena de valor territorial de los proyectos asociados al sector ((Minenergía y BID, 2021). Un estudio del BID (Arias *et al.*, 2022) analiza cómo la transición energética podría transformar el sesgo de género en las industrias generadoras de energías renovables. El estudio se hizo tomando como base cinco países de América Latina y allí se afirma que solo el 32 % de los 11,5 millones de empleos en el sector de energía renovable a nivel mundial están ocupados por mujeres (Arias *et al.*, 2022, p. 7). Sin embargo, las empresas de energía renovable están aumentando la contratación de mujeres en la generación de energía. Pese a ello, en la muestra analizada la participación de las mujeres en las energías renovables está por debajo de la media del sector. No hay ningún cambio estructural con respecto a los roles que ocupan las mujeres, al comparar unas empresas de energías renovables con otras. No obstante, de acuerdo con IRENA (2019b), las FNCER ofrecen una oportunidad en donde la vinculación de mujeres como agentes primordiales dentro de la cadena de energías renovables impulsarían nuevas perspectivas en el sector, innovadoras políticas para la transición energética y la sustentabilidad, beneficios socioeconómicos y mercados inclusivos.

Con la experiencia actual de la renuncia de los títulos mineros de la empresa Grupo Prodeco en el Cesar, se evidencia cómo en el país no había ningún tipo de preparación en materia minera, socioambiental, laboral, fiscal, económica o jurídica para enfrentar una situación como la que ocurrió. Esto en contravía de lo que se venía advirtiendo, por lo menos desde 2016, al Gobierno Nacional y a otros actores sobre la transición energética de la Unión Europea, como consecuencia de las reducciones en la colocación internacional de carbón térmico, demanda internacional que muy difícilmente podía compensar el país con exportaciones a otras latitudes (Oei & Mendelevitch, 2018). En documentos como el Plan Nacional de Desarrollo Minero (UPME, 2017) o la Estrategia 2050 (Gobierno de Colombia, 2021b, p. 96) no solo no se contemplaba dicha posibilidad, sino que se optó por escenarios como el “ENE” de la E2050, en donde se asumió que la demanda iba a ser constante: “al no considerar posibles impactos de demanda externa como consecuencia de la transición energética de los socios comerciales de Colombia, las exportaciones de estos sectores se mantienen estables en el escenario” (Gobierno de Colombia, 2021b).

Después de dos años del caso Prodeco (2021) la sociedad civil, organizaciones internacionales, entidades del sector minero-energético y la academia han

adelantado exhaustivos análisis sobre procesos de cierre y declive planeado (Ángel et al., 2023; Beutel et al., 2022; Censat Agua Viva, 2019; Furnaro & Yanguas Parra, 2022; Santamaría, 2019; Yanguas et al., 2022), teniendo en cuenta los principios de reconocimiento, participación, distribución y restauración. Por tanto, hay una oportunidad para tener mayor preparación si se multiplican los casos de proyectos extractivos que desisten de sus operaciones antes de lo esperado, o dentro del marco de los contratos mineros de carbón térmico actuales.

Bajo la experiencia de Prodeco, teniendo en cuenta los puntos principales de diagnóstico, la diferente literatura académica, de organizaciones, de política pública y los resultados de los Diálogos Sociales para la construcción de la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa, se orientan unos requerimientos de plan de acción para incluir de manera oportuna: 1) un diálogo con los territorios y sus habitantes para establecer mecanismos de transparencia y reconocimiento de los diversos actores y sus dinámicas territoriales particulares; 2) conocer las dinámicas del mercado que incluye un conocimiento a profundidad de cómo se da la inserción de Colombia en los mercados de economía fósil, debido a su ubicación geográfica, la calidad de sus energéticos fósiles, la disponibilidad y costos de la infraestructura logística, y los perfiles de los consumidores tradicionales, tanto de carbón como de crudo. Además, fortalecer las cadenas de valor local bajo un diagnóstico de productividad asociadas a la diversificación de la economía territorial y diversificación energética; 3) diagnosticar, desde una perspectiva de soberanía energética, si es necesario abrir nuevos proyectos de extracción de petróleo, carbón o gas natural, reconociendo las tendencias de los mercados, las reivindicaciones de los territorios donde podrían ocurrir esos proyectos extractivos, los compromisos climáticos del país, y el costo económico de los impactos sociales y ambientales; 4) fortalecer la institucionalidad nacional y territorial, además de la normativa aplicable a una situación de declive, para impulsar políticas de coordinación y concurrencia que respondan a las necesidades específicas como diversificación productiva, la reconversión laboral, la gestión de posibles impactos ambientales, los cierres mineros, la inclusión de nuevas tecnologías, las reducciones en ingresos fiscales, y hasta emigraciones masivas, entre otros; 5) canalizar y redistribuir flujos de ingresos hacia la Transición Energética Justa. Que una fracción cada vez más grande de los recursos de SGR, Sistema General de Participaciones y del Presupuesto General de la Nación, bajo un camino de obligatoriedad, se enfoquen en un marco de justicia restaurativa buscando procesos de transición energética justa con diversificación económica y productiva, trabajo decente, retos sociales y ambientales pertinentes pues en los territorios llamados de

sacrificio se ha inducido como único camino de desarrollo las economías fósiles que necesariamente ocasionan daños sociales y ambientales.

### 5.3.2. Hacia una economía descarbonizada – proyecciones de reconversión laboral y productiva en corredores de vida

Luego de dar un breve contexto de los principales planteamientos para un plan de acción en un posible proceso de cierre o declive más preventivo, se procede a presentar oportunidades asociadas a la reconversión laboral/productiva en el marco de los cambios de la matriz energética en Colombia dentro de una Transición Energética Justa. Estas han sido planteadas por poblaciones históricamente afectadas por proyectos extractivos, para que los “territorios de sacrificio” (Jaramillo Arroyave, 2023; Silveira *et al.*, 2017; Svampa, 2014), transiten a *corredores de vida*.

En el marco de la diversificación/reconversión productiva y laboral, la Transición Energética Justa es una oportunidad para los mercados laborales. Sobre el futuro laboral a nivel mundial, el Foro Económico Mundial (WEF, 2023) estima que existe un crecimiento exponencial en empleos derivados de tecnologías de energías renovables, para la mitigación del cambio climático y asociados a sustentabilidad, dado que desde 2015 los empleos han incremento 40 %, con una tasa anual de aumento entre 9% y 13%. La transición puede incentivar 30 millones de empleos a nivel mundial en tecnologías limpias, eficientes y de bajas emisiones (WEF, 2023).

La Organización Internacional del Trabajo (OIT) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en la investigación “El empleo en un futuro de cero emisiones netas en América Latina y el Caribe” (Saget *et al.*, 2020), reconocen que las oportunidades de empleo y la disminución de las emisiones de GEI en la región se concentrarán, en mayor medida, en el sector agroalimentario y, en menor medida, en la descarbonización del sistema energético (Saget *et al.*, 2020). Existe un consenso sobre la necesidad de impulsar procesos de diversificación de economías en territorios estratégicos para el sector. Con ello, es clave vincular la cadena de valor del sector minero-energético y las economías productivas territoriales a los procesos de transición energética.

En cuanto al sector transporte, la electrificación e impulso de la electromovilidad, con un margen de posibilidades de reconversión de vehículos de combustión interna a eléctricos, produce beneficios para reducir el consumo de combustibles fósiles y de emisión de GEI, con efecto positivo en la salud de la población. Además, se posibilita la incursión de la movilidad sostenible, considerando

una mejor cobertura e infraestructura del transporte público no motorizado y un impulso a la movilidad activa y la multimodalidad. En consecuencia, esto representa mejoras de acceso a oportunidades como educación, trabajo, salud, entre otros, debido a que las poblaciones tendrán un acceso más rápido y a un menor costo a todos estos servicios. También implica una mejora significativa en la calidad de vida, especialmente de las poblaciones vulnerables, en relación con los tiempos de viajes y la accesibilidad en entornos urbanos y rurales. Estos últimos dos beneficios, debido a que se reducirá el costo del viaje al incrementar las opciones de transporte y reducir la necesidad de acudir únicamente a alternativas privadas, por lo que más personas tendrán acceso a una movilización más rápida que sea menos costosa y hacia diferentes destinos urbanos y rurales. Por otro lado, la transición energética del sector transporte puede incentivar la industria de la energía renovable del país, debido a que se incrementa la demanda por estas tecnologías y por tanto permite el desarrollo de este sector económico si se articulan las cadenas productivas adecuadamente y se promueve la reindustrialización hacia esta actividad. Finalmente, la transformación de la matriz energética del transporte impulsa la renovación de la infraestructura y de nuevos modelos económicos, así como crea novedosos empleos en relación con los modos férreo, fluvial, aéreo y marítimo.

Los procesos asociados a la diversificación de la matriz energética, que se relacionan con proyectos de energía eólica, solar, hidrógeno, geotermia y bioenergía, vienen aumentando en los últimos años, dando apertura a nuevas oportunidades laborales y económicas. La calidad de empleos creados localmente por los proyectos de energías renovables es considerablemente mayor en las etapas de instalación y construcción, lo que conlleva una necesidad de dar capacidades locales para manufactura, innovación tecnológica, así como para inversión en la cadena de suministro local (Saget *et al.*, 2020). En las FNCER muchos de los empleos están asociados a la creación y fabricación de la tecnología (Dyner *et al.*, 2022).

Con el objetivo de que los proyectos de generación, distribución, comercialización de fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER) repercutan en empleos a nivel local, la Ley 2099 de 2021 estipuló que en los proyectos con FNCER “tendrán como prioridad para la contratación laboral, el recurso humano calificado y no calificado residente o competencias exigidas para la ejecución de este [sic]” (art. 25). Sin embargo, no se han identificado mecanismos de cumplimiento por parte de las empresas y Estado para reportar el avance de este

objetivo. Además, es necesario que incremente la inversión en ciencia y tecnología para generar la mano de obra calificada que se requiere para los proyectos FNCER.

Por otra parte, existen posibilidades laborales relacionadas con la diversidad ecosistémica del país, mediante empleos “verdes” que aporten a la diversificación económica. Estos se entienden como empleos decentes que contribuyen directamente a la sostenibilidad ambiental, ya sea produciendo bienes ambientales o haciendo un uso más eficiente de los recursos naturales (OIT y Comisión Europea, 2023). En este sentido, se enfatiza la necesidad de focalizar esfuerzos para superar la pobreza energética en lugares en donde se pueda vincular proyectos de transición energética a procesos productivos para la diversificación de la economía.

Un margen de oportunidad, por ejemplo, son los proyectos agrovoltaicos pues hay un aprovechamiento de la agricultura con bajas emisiones GEI y fomento de energías renovables, aprovechando la vocación productiva de los suelos, aunada a procesos de transformación de los productos agrícolas. También, Colombia tiene un alto potencial en centrales de filo de agua (UPME *et al.*, 2015) que representan una gran oportunidad para el uso sostenible del agua a nivel comunitario. Mediante una regulación adecuada, las centrales de filo de agua pueden ofrecer la oportunidad de gestionar el recurso hídrico en la que se conserven los ecosistemas en las cuencas de los ríos y se protejan las áreas de influencia y otros servicios ambientales. En el sector de servicios, la Transición Energética Justa puede impulsar un turismo planeado con bajo y mediano impacto para el aprovechamiento del potencial de paisajes y actividades del país que se encuentran en zonas con pobreza energética. Por un lado, las FNCER ofrecen la alternativa de descarbonizar la actividad mediante la instalación de esta tecnología en la infraestructura turística. Por otro lado, la diversificación de la economía con FNCER permite crear otros destinos turísticos que reduzcan la dependencia tan alta a los aviones como medio de transporte de los viajeros, que mitiguen la carga ambiental de visitantes a la que se enfrentan los municipios más turísticos del país, y que se incrementen los ingresos de regiones que aún no contemplan el turismo como una alternativa económica. Las actividades asociadas a la recolección de residuos, reciclaje, y economías circulares instauran posibilidades para la vocación productiva de los territorios.

Además, en Colombia distintas organizaciones sociales y no gubernamentales elaboraron un documento de “Propuestas para el Plan Nacional de Desarrollo 2023-2026” (Censat Agua Viva *et al.*, 2023). Allí plantean que las energías comunitarias

buscan atender el autoabastecimiento familiar y local, además de crear nuevas prácticas y usos de la energía, y promueven la descentralización de la generación. Las soluciones energéticas propuestas también se articularían con iniciativas de cuidado de fuentes hídricas, conservación y recuperación de la fertilidad del suelo, entre otras que contribuyen, entre otras cosas, a la eficiencia energética.

Censat Agua Viva *et al.* (2023) afirman que las energías comunitarias han sido implementadas desde hace décadas por organizaciones territoriales con un fuerte liderazgo de mujeres defensoras de los territorios. En la figura 5.11 se pueden ver algunos ejemplos. Así, se han desarrollado proyectos de este tipo en departamentos como Santander, Antioquia, Cundinamarca, Tolima, Cauca y Caquetá (Censat Agua Viva *et al.*, 2023).

La Asociación de Pescadores, Campesinos, Indígenas y Afrodescendientes para el Desarrollo Comunitario de la Ciénega Grande del Bajo Sinú (Asprociog)

- Organización local que promueve el desarrollo rural territorial con enfoque de adaptación al cambio climático.
- Ha utilizado tecnologías FNCER para la consolidación de un acueducto comunitario que provee servicio de agua a comunidades de la zona (Rojas y Hoyos, 2019).

RedBioCol

- utiliza la energía solar fotovoltaica para iluminación y calentamiento de agua, orientado al bienestar humano y animal.
- Por medio de tecnologías energéticas de la biomasa crean sistemas agroforestales y agroecológicos que contribuyen a la agricultura campesina, afro, indígena, de los pescadores.
- promueven una conectividad ecológica para capturar carbono y conservar el agua
- tienen un proceso de transformación de residuos orgánicos para generar biogás – metano y producir fertilizantes líquidos
- Promueve la gasificación de la biomasa por medio de gasificadores para potenciar la producción, proteger el suelo y el agua, y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Comunidad SETAA

- ha buscado la autosuficiencia energética como motor del bienestar comunitario.
- Este proyecto tiene como objetivo la inclusión de FNCER en proyectos productivos de comunidades del Antioquia.
- Con este proyecto se ha logrado recuperar semillas, fortalecimiento de sistemas propios de producción, sostenibilidad a largo plazo y optimización de recursos estratégicos como el agua y la energía.
- Parte del proyecto es liderado por mujeres líderes de las comunidades que acogen generando cohesión dentro del tejido social.

Fundaexpresion

- organización de carácter educativo que se focaliza en el departamento de Santander
- Impulsa espacios educativos en familias campesinas y organizaciones de mujeres sobre el uso del agua y energía para fortalecer el ahorro, eficiencia energética y mejores manejos de los recursos ambientales dentro de las comunidades campesinas y líderes.
- Busca fortalecer las economías locales y generar procesos de producir y comercializar alimentos que aumenten los ingresos propios.

Figura 5.11. Ejemplos de propuestas de energía comunitaria  
Fuente: elaboración propia con base en Rojas y Hoyos (2019); Comunidades SETAA (s. f.) y Censat Agua Viva *et al.* (2023).

Dentro de los procesos de formación e investigación, para una transición energética justa en los últimos años Colombia viene avanzando. Sin embargo, existe una oportunidad de mejora para impulsar una transición energética justa con las capacidades nacionales y locales. Así, la Ley 2099 de 2021, busca estimular la investigación, desarrollo e innovación sobre Fuentes de Energía no Convencional buscando impulsar el desarrollo local de tecnologías e inclusión de la matriz energética nacional.

En 2014-2021 se destinaron 55.090 millones de dólares para el apoyo de 123 proyectos relacionados con temas energéticos (no proyectos FNCER) y otros que no tienen relación directa. El 95 %, fueron ejecutados por instituciones de educación superior (IES), y un 5 % fueron ejecutados por centros de investigación.

Como respuesta al documento CONPES 3872 de 2016 y dentro de la Iniciativa Colombia Científica se desarrolló la iniciativa para aportar a alianzas hacia un *ecosistema científico*. Esta contó con recursos que el Banco Mundial dispuso. Así, se desarrollaron Energética 2030 (IES ancla: Universidad Nacional Sede Medellín), centrada en temas de diversificación de la canasta energética y uso más eficiente de la energía, y SÉNECA (IES ancla: Universidad de Antioquia), centrada alrededor del reto de la inclusión de las fuentes no convencionales de energía renovable a la matriz energética del país.

Por último, durante el periodo 2020-2022 se desarrollaron 25 proyectos por empresas del sector minero-energético y que por carácter científico y tecnológico accedieron a los beneficios estipulados en la Ley 2099 de 2021 por el desarrollo de proyectos de Ciencia y Tecnología.

A nivel poblacional, en el marco de un análisis sobre los grupos de investigación avalados por el Ministerio de Ciencia y Tecnología, el 74 % de los investigadores se encuentran en ciudades principales (Medellín, Bogotá, Bucaramanga, Barranquilla y Cali). Además, solo un 3 % registra pertenecer a un grupo étnicamente diferencial. Con ello, se debe avanzar en la inclusión de las poblaciones históricamente excluidas y reconocimiento de sus diversas prácticas.

Por otro lado, los procesos de educación para el trabajo deben articularse con las competencias laborales que la Transición Energética Justa espera crear. Allí, los escenarios para la Transición Energética Justa plantean unos requerimientos sobre la cuantificación de mano de obra requerida, apertura de mercados laborales en el marco de la reconversión laboral, electromovilidad, eficiencia energética, captura y almacenamiento de carbono, entre otros. Con ello, El Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA) ha fundamentado en los últimos años programas para la investigación de energías renovables. El caso piloto es el SENA – Guajira que viene avanzando con la creación de Centro Regional de Investigación, Innovación y Emprendimiento, un proyecto que impulsará el sector de energías renovables en La Guajira. Parte de la apuesta de fortalecimiento de capacidades requiere un diálogo intersectorial entre entidades competentes para apostar hacia una economía diversificada.

Así, la transición energética justa, al incluir nuevas tecnologías y FNCER dentro de la matriz energética de Colombia, supone oportunidades para la diversificación productiva en territorios con alta dependencia fiscal, laboral y económica a la extracción de materia fósil. Con retos en materias de formación, investigativo y condiciones territoriales.

## 5.4 Retos socioambientales para la TEJ

Los proyectos del sector minero-energético históricamente han estado asociados a un modelo extractivista y, como se señaló en la sección 5.1., están vinculados a injusticias sociales, ambientales y energéticas. Desde una perspectiva de justicia ambiental y energética esta situación plantea retos en cuanto a la repartición de cargas y beneficios de los proyectos, una participación vinculante, el reconocimiento de diferentes visiones y perspectivas, la superación de la pobreza energética y la reparación de los daños que se han ocasionado.

El sector minero-energético ha reconocido la conflictividad producida y ha diseñado mecanismos para su prevención y gestión. La revisión de los distintos programas y estrategias existentes muestra la necesidad de que haya una armonización de los instrumentos y que estos se articulen a las dinámicas territoriales a partir del reconocimiento de los ordenamientos y autoridades locales, así como del diálogo vinculante. Además, se mostró que es importante el direccionamiento de las inversiones y proyectos sociales desarrollados por el sector mediante el establecimiento de criterios de obligatoriedad que hagan más efectivas las acciones de estas iniciativas.

Por su parte, la acción climática requiere cambios en múltiples dimensiones, interrelacionados con el sector minero-energético para alcanzar la transición energética justa. Desde un enfoque de justicia climática, uno de los retos consiste en llevar a cabo una gestión que reconozca las responsabilidades e impactos diferenciados en el marco del cambio climático. Esto requiere caminos hacia una economía descarbonizada donde se tenga en cuenta las emisiones exportadas y los impactos producidos por economías fósiles sobre los recursos de agua, aire y suelos, con daños directos a la población, como aquellos asociados a enfermedades respiratorias, contaminación del agua y conflictos por el uso del suelo. Con ello, se establece que los proyectos de la transición energética justa deben prevenir mayores presiones sobre los recursos naturales para no ir en detrimento del bienestar de los territorios y sus poblaciones.

Otro reto de la transición energética justa tiene que ver con la forma como se involucran los múltiples ámbitos de la sustentabilidad en los proyectos del sector. La centralización del debate en el marco de la mitigación de GEI no logra reconocer las características particulares de las poblaciones y sus territorios, que son fundamentales en la gestión exitosa del cambio climático. Así, la Transición Energética Justa, busca involucrar variables hacia una transición sustentable, por ejemplo, la resiliencia, productividad, equidad, acceso al agua, entre otros.

Dentro de la Transición Energética Justa, las políticas de gestión del cambio climático y de riesgo del sector minero-energético visibilizan la vulnerabilidad de las tecnologías FNCER, resaltando la importancia de las iniciativas de adaptación, incluyendo los proyectos energéticos comunitarios, que tienen como objetivo distribuir de manera equitativa las cargas ambientales que históricamente el sector minero-energético les ha impuesto a pocos territorios.

Por último, los compromisos de cambio climático a nivel mundial, la reducción de precios de las tecnologías asociadas a FNCER y las medidas de descarbonización tienen efectos socioambientales relevantes en un país como Colombia, dependiente de la exportación de combustibles fósiles. La sección 5.3. presenta un marco de acción para enfrentar esos desafíos a corto, mediano y largo plazo para una planeación anticipada de reconversión productiva y económica que, a partir de una economía diversificada, mitigue las afectaciones negativas que puedan darse.

## **6 Marco normativo, políticas públicas y las estrategias de gobierno para la TEJ**

Este capítulo presenta un análisis tanto de las políticas públicas, el marco normativo y legal, así como de las estrategias de gobierno que se relacionan con la TEJ, teniendo en cuenta los distintos componentes que han sido descritos en detalle en los capítulos anteriores.

Colombia, al ser un país cuyo modelo de desarrollo económico depende del carbón y los hidrocarburos (respecto de la exportación, inversiones extranjeras directas e ingresos fiscales provenientes de ventas externas de estos energéticos), cuenta con un ordenamiento jurídico, desarrollo de políticas públicas y estrategias de gobierno que ha favorecido el modelo extractivista. A pesar de ello, se ha venido desarrollando una línea de acción para responder a la crisis climática, que si bien puede resultar insuficiente al limitarse a una transición energética (en estricto sentido técnico), representa un camino recorrido que permite evaluar, para mantener lo bien construido y fortalecer lo necesario, con tal de que esta transición incorpore mínimos de justicia social, económica y ambiental.

Se presentará una síntesis que compara avances en el relacionamiento de Colombia con otros países de Latinoamérica en materia de energías renovables, transición energética justa e integración energética de los países andinos. Luego, se hará el recuento del marco normativo, las políticas públicas y las estrategias de Gobierno vigentes en Colombia, con especial atención en las más relacionadas con la TEJ y finalizará con la identificación de los retos más álgidos.

### **6.1 Relacionamiento de Colombia con otros países de Latinoamérica en materia de marcos normativos para energías renovables, TEJ e integración energética**

#### **6.1.1. Colombia en la Comunidad Andina de Naciones (CAN)**

La CAN fue conformada desde el tratado de Cartagena en 1969, está constituida actualmente por Colombia, Bolivia, Ecuador y Perú. Tiene como meta consolidar y fortalecer la infraestructura en cada uno de los Países Miembros y lograr sistemas regionales interconectados, con políticas públicas y marcos regulatorios apuntándole a un mismo fin.

Actualmente, el avance más significativo e importante de Colombia en relación con la integración energética con Latinoamérica es, sin duda, la integración física del territorio subregional andino y la integración energética de los países andinos.

Teniendo como objetivo contar con un marco general para la interconexión regional de sistemas eléctricos en el que se establezcan los principios y reglas generales para realizar los intercambios intracomunitarios de electricidad que incluya a todos los Países Miembros de la Comunidad Andina, se han desarrollado acciones orientadas a la emisión de normativa comunitaria que aborde este tema. La elaboración de un nuevo marco general es un proceso que se basa tanto en el marco regulatorio andino existente, en las disposiciones de la legislación nacional vigente en los países andinos, así como en la adecuación de la factibilidad de las interconexiones de los sistemas eléctricos de los Países Miembros que tome en cuenta la necesidad de los actores que participan en este proceso.

El primer hito en este sentido fue la instauración de un marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad (Marco General Para La Interconexión Subregional De Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad, 2002). Con esto, se inauguró la interconexión eléctrica entre Colombia y Ecuador, con importantes beneficios para ambos Países Miembros y aunque esta norma fue derogada, se aprobó un régimen transitorio para los intercambios eléctricos entre Colombia y Ecuador sobre los fundamentos establecidos en la norma andina y se encargó una revisión integral al marco general para los intercambios de energía eléctrica entre los Países Miembros (Sobre la vigencia de la Decisión 536 “Marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”, 2009).

Es así como, a partir de la emisión de la Decisión 536, el Comité Andino de Organismos Normativos y Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL), ha avanzado en la armonización de las normas de los países miembros para facilitar las interconexiones y los intercambios de electricidad en la Subregión.

Con la finalidad de complementar el marco normativo para las relaciones de largo plazo que permitirían avanzar hacia la integración de los mercados de energía eléctrica en la Comunidad Andina, fue aprobada la Decisión 757 (Sobre la vigencia de la Decisión 536 “Marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”, 2011) que sustituyó la Decisión 720 y que incorporó dos regímenes temporales vigentes para los

intercambios eléctricos entre Colombia, Ecuador y Perú. Así mismo, esta Decisión reiteró la necesidad de establecer un nuevo marco general para los intercambios de energía eléctrica de los países andinos.

Una nueva etapa de la consolidación de la integración energética regional fue iniciada el 24 de abril de 2017, a través de la aprobación de la Decisión 816 que creó el Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP) (Marco regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad, 2017). Dicha norma prevé la suspensión de la Decisión 536 (con excepción del art. 20) y la vigencia del régimen transitorio entre Colombia y Ecuador; y entre Ecuador y Perú al que hace referencia la Decisión 757 hasta que sean aprobados y publicados los Reglamentos Operativo, Comercial y del Coordinador Regional correspondientes. Esta Decisión propende por afianzar la seguridad del abastecimiento eléctrico y la venta de excedentes eléctricos que permitirá que, en casos de emergencia y desabastecimiento interno, se pueda suplir la demanda interna y así evitar racionamientos eléctricos.

De otra parte, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) se encuentra ejecutando una Cooperación Técnica de US\$300.000 con el fin de apoyar la revisión de la normativa nacional de Colombia, Ecuador y Perú para su posterior adaptación al marco normativo regional en aplicación de la Decisión 816 de la CAN y sus reglamentos. A partir de la emisión del nuevo marco regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad plasmado, los Países Miembros han orientado sus esfuerzos a realizar el análisis y desarrollo de propuestas para la elaboración de tres reglamentos, que permitirán la plena implementación y operatividad del mencionado marco regulatorio en materia de transacciones internacionales de electricidad.

En consonancia con lo anterior, el día 6 de junio de 2023 se aprobó una modificación a la Decisión 816 relacionada con los “tres reglamentos técnicos” a saber: operativo, comercial y de coordinador regional y se creó el Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP). Dicha aprobación, define los aspectos regulatorios y normativos para la creación de un Mercado Andino Eléctrico Regional, representando un hito para la región andina.

El BID ha estado presente y comprometido con esta importante iniciativa para la región, ejerciendo el rol de Secretaría Técnica y brindando apoyo a través de su capacidad técnica, institucional y financiera con recursos no reembolsables y el financiamiento de los proyectos de infraestructura. Particularmente, ha apoyado la

preparación de los reglamentos operativos del MAER, derivados de la Decisión 816; el desarrollo de estudios de potenciales interconexiones regionales y la consolidación de proyectos concretos como la línea de interconexión entre Ecuador y Perú, de acuerdo con las metas establecidas en las Hojas de Ruta 2014-2020 y 2020-2030 (BID, 2023).

Más allá de los recursos financieros, el BID se ha consolidado como un socio estratégico en los procesos de integración eléctrica de la región, facilitando un espacio de diálogo “imparcial” donde se crean y se desarrollan los grandes procesos de integración y se promueve el intercambio de experiencias y mejores prácticas entre los países de América Latina y el Caribe, y el resto del mundo. Así mismo, se encarga de mantener la memoria histórica de los procesos de integración contribuyendo a la continuidad de las iniciativas, apoyando el desarrollo de la arquitectura regulatoria y normativa institucional y el desarrollo de la nueva infraestructura de integración. (BID, 2023).

Cabe resaltar que Bolivia aún no solicita la adhesión por lo que estos tratados no les son aplicables, pero esto no inhibe a que las autoridades de dicho País Miembro participen en las reuniones del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL).

Ahora bien, en relación con CANREL, SINEA o Sistema de Interconexión Eléctrica Andina, es una iniciativa estratégica que se creó en 2011 para impulsar la seguridad energética, un mayor aprovechamiento de recursos renovables complementarios, mejores precios, y mayor resiliencia de los sistemas eléctricos de los países Andinos (Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú). Busca obtener un mayor provecho de la complementariedad de los recursos energéticos entre los países andinos donde las energías renovables juegan un rol preponderante.

### 6.1.2. Interconexión Colombia-Panamá

El Ministerio de Minas y Energía de Colombia y la Secretaría Nacional de Energía de Panamá, firmaron un acuerdo en 2019 para definir los principios, lineamientos generales y criterios básicos en que se basará el Esquema de Armonización Regulatorio para el desarrollo y puesta en operación de la interconexión eléctrica entre los dos países (*La República*, 2021).

El plan de trabajo definido en dicho acuerdo consistió en la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente 500 kilómetros en corriente directa (HVDC), entre las subestaciones de Cerromatoso (Córdoba, Colombia) hasta Panamá II (Provincia de Panamá), con capacidad de transporte de hasta 400 megawatts (MW).

La interconexión contempla un tramo marino, que supone beneficios en términos ambientales y sociales, minimizando el impacto en la Comarca Kuna Yala y la Serranía del Darién.

En relación con los avances, en 2021, mediante acuerdo entre la Secretaría Nacional de Energía de Panamá y el Ministerio de Minas y Energía de Colombia, se definieron los principios del Esquema de Armonización Regulatoria y se establecieron, entre otros: los temas de orden operativo, financiero y comercial que debe cubrir dicho esquema; se llegó a un acuerdo entre la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá (ASEP) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), para definir el tratamiento regulatorio detallado de los temas establecidos para el Esquema de Armonización Regulatoria y se establezcan las directrices a los organismos operativos de cada Estado para el desarrollo de los acuerdos técnicos y comerciales. Así mismo, se avanzó en la culminación de 4 estudios previos de diseño de ingeniería (corredor ambiental; diseño básico de la línea; diseño estación HDVC y cable marino) y el estudio de Inspección Marina en su totalidad.

A la fecha y posterior a la agenda ministerial realizada en marzo de 2023, CREG y ASEP se encuentran en discusiones con el fin de avanzar en el primer borrador para el acuerdo regulatorio, que tendrá en cuenta las concertaciones con las comunidades, expedición de licencias ambientales, el impacto ambiental y el cierre financiero. Estos son temas que ambos países trazaron como prioridad para reactivar el desarrollo del plan de trabajo.

La propuesta de interconexión eléctrica entre los dos países representará importantes beneficios para los usuarios, puesto que, les permitirá acceder a fuentes de generación más económicas, contribuirá a diversificar la matriz energética y aumentará la confiabilidad del sistema. Adicionalmente, brindará una fuente de apoyo ante situaciones de emergencia con otras fuentes de generación y promoverá la reducción de emisiones debido a la sustitución de combustibles fósiles. La apuesta es continuar avanzando en acuerdos para la evaluación del costo esperado por cada país, la facilidad de coordinación en el desarrollo del proyecto, así como la relación beneficio/riesgo para el desarrollador-beneficio esperado / riesgo asumido (Mazzella, 2017).

Por otro lado, esta interconexión eléctrica se destaca como una oportunidad para el despliegue de la Economía del Hidrógeno, logrando un encadenamiento con la producción de fertilizantes, que aporten a la seguridad alimentaria y al mejoramiento de la productividad del sector agrícola de los países de la región. Así,

la transición energética justa es el escenario idóneo para trabajar por la justicia ambiental y social latinoamericana y global.

Para el caso colombiano, es primordial el aprovechamiento de la capacidad sobresaliente de la Costa Caribe, especialmente de La Guajira, que cuenta con un potencial de al menos 25 GW de capacidad eólica *onshore* y 45 GW solar, un a velocidad media del viento de 9 m/s a 80m de altura (doble del promedio mundial) y una radiación solar constante durante todo el año, con un valor de 6 kW/m<sup>2</sup>, 60 % mayor que el promedio mundial (UPME, 2015).

Diversificar la matriz eléctrica no solo de Colombia, sino de América Latina permitirá que se incorporen de forma sostenible las tecnologías renovables no convencionales utilizando las horas de viento y radiación solar para producir energía, con costos de combustible casi cero (costo del viento o de la luz solar). Es por esta razón que proyectos como la Interconexión entre Colombia y Panamá tienen un rol primario en la construcción de un mercado energético regional, como lo son los casos latinoamericanos de SIEPAC, SINEA, SIESUR ó ARCO NORTE, cuyo propósito sea la articulación y consolidación de un continente dispuesto a desarrollar más mercados eléctricos regionales posibilitando un mejor aprovechamiento de los recursos disponibles y favoreciendo principalmente a las ciudades de frontera, al beneficiarse de la conexión con la matriz energética más competitiva que sea ofrecida por los países fronterizos.

El objetivo es trabajar en conjunto para facilitar los problemas socio – ambientales que se puedan presentar, así como estudiar y analizar los proyectos que impactan a las comunidades, aterrizando un programa de electrificación rural para nuestras fronteras. Este esfuerzo conjunto tiene como finalidad avanzar hacia la soberanía energética latinoamericana, mejorar la capacidad de respuesta ante eventos climáticos locales, ampliando la resiliencia en el abastecimiento energético, promoviendo una gestión más eficiente de los recursos, aumentando la confiabilidad de los sistemas locales y propiciando mercados eléctricos de energía más costo-eficientes que nos fortalezcan como región.

## 6.2 Marco normativo, políticas públicas y las estrategias de Gobierno en Colombia

Como resultado de la identificación de las políticas públicas, el marco normativo y las estrategias de gobierno en Colombia vigentes y relacionadas con la propuesta de TEJ,

se identificaron múltiples instrumentos, que incluyen entre otros: la Constitución Política, leyes, actos administrativos proferidos por autoridades nacionales, pronunciamientos judiciales de las altas cortes, Documentos de Política Social – CONPES y estrategias nacionales del ejecutivo.

#### 6.2.1. Marco normativo de Colombia para la TEJ

Para comprender adecuadamente la línea base normativa, es preciso recordar que el ordenamiento jurídico colombiano se rige por el principio de jerarquía normativa (en desarrollo de la doctrina de Hans Kelsen), en virtud del cual, las normas se organizan en una jerarquía vertical representada por la “pirámide de Kelsen”. Como ha sido señalado por la Corte Constitucional en varios de sus pronunciamientos, la unidad, coherencia y armonía del sistema jurídico colombiano dependen justamente de este principio, en el que las normas que ostentan un rango superior se ubican en la cúspide, (Constitución Política, como *norma de normas*) y constituyen la fuente de validez de las que les siguen en la escala jerárquica, que deben, por tanto, resultar acordes con las superiores y desarrollarlas en sus posibles aplicaciones de grado más particular (Sentencia C-037/00).

Partiendo de lo anterior, el normograma completo relacionado con la TEJ, incluye 352 elementos distribuidos en cinco categorías (figura 6.1, anexo 1), ubicadas en la pirámide de acuerdo con su jerarquía normativa.



Figura 6.1. Caracterización de las herramientas normativas y de política pública relacionadas con la TEJ en Colombia, de acuerdo con su naturaleza y posición en la pirámide de Kelsen

Fuente: elaboración propia

Los servicios energéticos tienen raigambre constitucional, a partir del art. 365 y subsiguientes (*Constitución Política de Colombia de 1991*), que trata de la finalidad social del Estado y los servicios públicos, en donde se otorga al poder legislativo la determinación de competencias y responsabilidades en la prestación de los servicios públicos domiciliarios, así como la fijación de deberes y derechos de los usuarios. De igual manera, determina las competencias del presidente de la República para señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios y ejercer por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el control, la inspección y vigilancia de las entidades que los presten.

Luego, las *leyes 142 y 143 de 1994* en desarrollo de los artículos constitucionales, consagran el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones. Como se mencionó en capítulos anteriores, estas leyes permiten que particulares realicen la prestación de los servicios públicos domiciliarios además del Estado, promoviendo la competencia (creación del mercado mayorista y

reconocimiento de monopolios naturales respecto a la transmisión y distribución), aumentando la inversión privada y eliminando la integración vertical.

Para 2000, mediante la Ley 629 se adoptó el Protocolo de Kyoto, como un instrumento basado en el mercado de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero en actividades de los sectores productivos, energéticos, forestales y de transporte que son los más representativos en materia de generación de GEI.

Colombia adquirió compromisos a través de la aprobación del estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) mediante la *Ley 1665 de 2013*. Así mismo, en 2014, con la Ley 1715, además de que se establecieron las líneas de acción para el cumplimiento de compromisos asumidos en materia de energías renovables, gestión eficiente de la energía y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para el IRENA, también se estableció el marco legal y los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, lo mismo que para el fomento de la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda, en el marco de la política energética nacional.

Para 2015, Colombia firmó el *Acuerdo de París*, durante la XXI Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (COP21) y logró un instrumento universal que cuenta con un compromiso jurídico, que vincula a todas las partes (196 países) para aunar esfuerzos ante la amenaza que representa el cambio climático (Acuerdo adoptado mediante la Ley 1844 de 2017). Esto derivó varias acciones, entre las cuales está que el país trabaje para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero en un 20 % para 2030 respecto a la línea de emisiones de 2010 y avanzar en la implementación de acciones de adaptación al cambio climático, el desarrollo de la Política Nacional de Cambio Climático y la Ley de Cambio Climático (Ley 1931 de 2018).

En el mismo sentido, la *Ley 1972 de 2019* establece la protección de los derechos a la salud y al medio ambiente sano estableciendo medidas tendientes a la reducción de emisiones contaminantes de fuentes móviles.

En 2021, la *Ley 2099* representa otro avance significativo para la TEJ, mediante disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, modificaciones a la Ley 1715 de 2014, actividades de producción, utilización, almacenamiento, administración, operación y mantenimiento de las fuentes no convencionales de energía principalmente aquellas de carácter renovable, así como

el uso eficiente de la energía, se declaran como un asunto de utilidad pública e interés social, público y de conveniencia nacional. Esta ley creó el FONENERGÍA y modificó disposiciones sobre el FENOGE, ambos, fondos de apoyo financieros que pueden apalancar desarrollos en esta materia.

En el mismo año, la *Ley 2169*, impulsó el desarrollo bajo en carbono del país mediante el establecimiento de metas y medidas mínimas en materia de carbono-neutralidad y resiliencia climática y se dictan otras disposiciones. En la actual vigencia, fue aprobada la Ley 2294 por medio de la cual se expide el *Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026: Colombia, potencia mundial de la vida* que trae, además de modificaciones a la ley anteriormente mencionada, la incorporación de la figura de Comunidades Energéticas, se hicieron modificaciones respecto al programa de sustitución de leña, carbón y residuos por energéticos de transición (modificación a la Ley 2128 de 2021).

El Plan Nacional de Desarrollo vigente, se materializa a través de 5 transformaciones:

- 1) Ordenamiento del territorio alrededor del agua.
- 2) Seguridad humana y justicia social.
- 3) Derecho humano a la alimentación.
- 4) Transformación productiva, internacionalización y acción climática.
- 5) Convergencia regional.

La TEJ aporta a todas las transformaciones, pero tiene anclaje especial en el ítem número 4, al tratarse esta de la diversificación de las actividades productivas con profundización en el uso de energías limpias que aporten a la resiliencia contra la crisis del cambio climático.

Como parte del relacionamiento del Estado con las comunidades, para garantizar los derechos, el territorio y la cultura, surgió el mecanismo de la consulta previa. Tal como ha sido indicado por la Corte Constitucional en múltiples pronunciamientos, el derecho fundamental de los pueblos indígenas y tribales a la consulta previa se funda en la defensa de sus intereses y sus formas de vida, y en la eliminación de las exclusiones históricas que han padecido (Sentencia SU-123/18). El aludido derecho fundamental implica la obligación de consultar a las comunidades indígenas y tribales sobre cualquier decisión que las afecte directamente, para que puedan manifestar su opinión sobre la forma y las razones en las que se basa o se basó una determinada medida, que incide o incidirá claramente en sus vidas (Sentencia SU-123/18).

Para tales efectos, la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP) del Ministerio del Interior debe certificar si un proyecto, obra o actividad (POA) requiere consulta previa, para lo cual debe tener en cuenta si puede ocasionar una afectación directa a las comunidades étnicamente diferenciadas. En ese contexto, la Corte Constitucional ha insistido en la importancia de que la DANCP recurra a las entidades territoriales, a las CAR y a las instituciones académicas, culturales o investigativas, para que le brinden información relevante en términos de establecer, con la mayor seguridad jurídica, si un pueblo étnico se encuentra o podría resultar afectado por un POA (Sentencia SU121-22).

El derecho fundamental a la consulta previa carece actualmente de regulación legal en Colombia. Lo anterior se debe a que, de acuerdo con el art. 152 de la Constitución Política, los derechos fundamentales constituyen un asunto de reserva de *ley estatutaria*, lo cual supone un trámite legislativo complejo que, hasta el momento, no se ha surtido. En consecuencia, actualmente el proceso de consulta previa en Colombia se rige exclusivamente por 1) un Protocolo de Coordinación Interinstitucional, 2) ciertas directivas presidenciales, y 3) la jurisprudencia de la Corte Constitucional, tal como lo expone la tabla 6.1.

A este respecto, es menester recordar que la Corte Constitucional ha exhortado al Gobierno Nacional y al Congreso de la República, en varias oportunidades (la última, mediante Sentencia SU121-22), a promover una ley estatutaria sobre el derecho fundamental a la consulta previa en Colombia, con la finalidad de que la Nación cuente con un instrumento unificado y claro para hacer valer el derecho fundamental.

**Tabla 6.1. Marco normativo de la consulta previa en Colombia**

NORMA	OBJETO
Constitución Política	Arts. 79 y 330 (parágrafo).
Ley 21/1991	Aprobar el Convenio 169 de 1989 de la OIT sobre Pueblos Indígenas y Tribales en Países Independientes.
Ley 99/1993	Art. 76.
NORMA	OBJETO
Decreto 2613/2013	Adoptar el Protocolo de Coordinación Interinstitucional para la consulta previa.
DUR 1066/2015	Expedir el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo del Interior.

<b>Directiva Presidencial 1 de 2010</b>	Reseñar los mecanismos para la aplicación de la Ley 21 de 1991, señalar las acciones que requiere la garantía del derecho a la Consulta Previa, y establecer los mecanismos mediante los cuales procederá el proceso de Consulta Previa (Garantía del derecho fundamental a la consulta previa de los grupos étnicos nacionales).
<b>Directiva Presidencial 8 de 2020</b>	Definir la guía para la realización de procesos de consulta previa.
<b>Decreto 2353 de 2019</b>	Modificar la estructura del Ministerio del Interior y crear, entre otras, la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa – DANCP.
<b>Jurisprudencia de la Corte Constitucional</b>	Principalmente (por su carácter reciente y de unificación), Sentencia T-002/17, Sentencia SU-123/18 y Sentencia SU121-22.

Fuente: elaboración propia.

### 6.2.2. Políticas públicas de Colombia para la TEJ

Con respecto a las políticas públicas, éstas son emitidas por el Consejo Nacional de Política Económica Y Social – CONPES y Departamento Nacional de Planeación (DNP). A la fecha, se identificaron 17 documentos CONPES relacionados con la TEJ (anexo 1), de los cuales, se destacan cuatro, a saber:

El primero, CONPES 3934 de 2018, *Política de Crecimiento Verde*, se compone de cinco ejes estratégicos: 1) orientado a generar nuevas oportunidades económicas que permitan diversificar la economía a partir de la producción de bienes y servicios basados en el uso sostenible del capital natural; 2) para mejorar el uso de los recursos naturales en los sectores económicos y se reduzcan los impactos ambientales y sociales generados por el desarrollo de las actividades productivas; 3) promueve la generación y el fortalecimiento del capital humano para afrontar los nuevos retos de conocimiento y experiencia que genera el crecimiento verde; 4) acciones estratégicas en materia de ciencia, tecnología e innovación como herramienta necesaria para avanzar hacia cambios en los sectores productivos y 5) acciones para asegurar una coordinación y articulación interinstitucional requeridas para la implementación de la presente Política, al igual que el fortalecimiento de las capacidades para la generación de información necesaria. Para el primer semestre de 2023, se alcanza un avance de ejecución del 69,4 % —del 84,2 % proyectado (SisCONPES, s/f)—.

El segundo, el CONPES 3943 de 2018, *Política para el mejoramiento de la calidad del aire*, que propone acciones para reducir las concentraciones de

contaminantes en el aire a través de la renovación y modernización del parque automotor, la reducción del contenido de azufre en los combustibles, la implementación de mejores técnicas y prácticas en la industria, la optimización de la gestión de la información, el desarrollo de la investigación, el ordenamiento del territorio y la gestión del riesgo por contaminación del aire. Para el primer semestre de 2023, se alcanza un avance de ejecución del 72,3 % —del 92,2 % proyectado (SisCONPES, s/f)—.

El tercero, el CONPES 3919, *Política nacional de edificaciones sostenibles*, en la que se considera que como sector, la construcción genera importantes impactos ambientales, los cuales se incrementan a medida que la demanda por edificaciones se expande en un contexto de continua urbanización, por lo que busca impulsar la inclusión de criterios de sostenibilidad dentro del ciclo de vida de las edificaciones, a través de instrumentos para la transición, seguimiento y control, e incentivos financieros que permitan implementar iniciativas de construcción sostenible con un horizonte de acción hasta el 2025. Para el primer semestre de 2023, se alcanza un avance de ejecución del 80,1 % —del 99 % proyectado (SisCONPES, s. f.)—.

Y finalmente, el CONPES 4075 de 2022, *Política de transición energética*, que contiene cuatro ejes estratégicos con el objetivo de incrementar la seguridad energética; incentivar el conocimiento y la innovación en transición energética; generar mayor competitividad y desarrollo económico desde el sector energético y desarrollar un sistema energético con bajas emisiones de GEI para disminuir las afectaciones al cambio climático. Éste consagra 97 acciones para diferentes entidades como el Ministerio de Minas y Energía, FENOGÉ, Ministerio de Transporte, Departamento Nacional de Planeación entre otros. El seguimiento registra un cumplimiento muy por debajo del avance proyectado, para el primer semestre de 2023, se alcanza un avance de ejecución del 3,7 % —del 51,3 % proyectado, (SisCONPES, s. f.)—, tal como se observa en la figura 6.2.

## PORCENTAJE DE AVANCE POR DOCUMENTOS CONPES



Figura 6.2. Porcentaje de avance de acuerdo con sistema de seguimiento a CONPES 4075 de 2022 (Fuente: SisCONPES, s. f.).

### 6.2.3. Estrategias de Gobierno para la TEJ

En cuanto a las estrategias gubernamentales, se identificaron 21 (anexo 1) y entre los más relevantes, se encuentra la Misión de Sabios que comprende tres retos: Colombia biodiversa, Colombia productiva y sostenible, y Colombia equitativa y cinco misiones emblemáticas:

- 1) El conocimiento y la innovación aporten a la generación de equidad.
- 2) Construir las condiciones para que surja una generación de colombianas y colombianos educados con calidad.
- 3) Propuestas sobre agua y cambio climático.
- 4) La cuarta misión, “bioeconomía y economía creativa” busca el conocimiento, conservación, apropiación y uso sostenible del patrimonio cultural y natural para una economía sostenible. La meta que propone la Misión es que, en 2030, la bioeconomía represente el 10 % del PIB y cree el 10 % de los nuevos empleos. Así mismo, que la economía creativa represente el 8 % del PIB y duplique el valor de sus exportaciones.
- 5) Que Colombia desarrolle un nuevo modelo productivo, sostenible y competitivo a partir de diversificar la economía, aumentar la productividad, aprovechar las tecnologías convergentes e industrias con impacto ambiental reducido.

De igual manera, la Misión de Transformación Energética, estudia la competencia y estructura del mercado eléctrico; rol del gas en la transformación energética; descentralización, digitalización y gestión eficiente de la demanda; cierre de brechas y formulación eficiente de subsidios y revisión del marco institucional y regulatorio.

Ahora bien, la Transición Energética Justa, propuesta en el actual Gobierno, se basa en cuatro principios que fueron mencionados anteriormente y que le apuntan a migrar de una economía extractivista a una más productiva, teniendo en cuenta que la matriz energética nacional debe tener al final del ejercicio, mayor diversidad a partir de la incorporación significativa de energías limpias, que permitan reducir los gases de efecto invernadero y a la vez robustecer la matriz frente a variaciones causadas por el cambio climático.. Todo esto, con justicia social, económica y ambiental, para que se democratice el acceso a los servicios energéticos, se realice gradualmente, con garantía y confiabilidad en el servicio, dando a las comunidades la posibilidad de vincularse a la toma de decisiones que los afectan y apoyados en la generación de conocimiento.

### **6.3 Retos del marco normativo de la TEJ**

Colombia cuenta con una amplia normativa que se relaciona con la TEJ y sus distintos componentes y dimensiones. Estas normas servirán de base para el ejercicio de identificación, en las fases subsiguientes de la construcción de la Hoja de Ruta de la TEJ en Colombia, de los habilitadores legales y regulatorios que resultarán necesarios para implementarla, de acuerdo con los principios y objetivos planteados por el Gobierno Nacional.

Ahora bien, a pesar de que existen avances en materia regulatoria, de política pública y estrategias gubernamentales, se avizoran unos desafíos importantes para desarrollar los elementos que se consideran esenciales a la luz de los principios que orientan la TEJ promovida por el Gobierno Nacional actual. Ello se debe, por ejemplo, a que los instrumentos antes mencionados se limitan a promover las FNCER, el desarrollo tecnológico y el crecimiento económico como objetivos únicos de la transición energética, sin que se incorporan medidas relacionadas con la equidad y democratización, la protección del medio ambiente y los ecosistemas, la mitigación efectiva de las emisiones de gases de efecto invernadero y la participación social vinculante, por mencionar algunos ejemplos.

A continuación, se presentan algunas consideraciones puntuales, a la luz de los cuatro principios en los que se soporta la TEJ:

- 1) ***Equidad y democratización.*** El marco legal para la TEJ en Colombia debe garantizar la equidad y la democratización de los recursos y sistemas energéticos. Esto supone la formulación y permanencia de normas dirigidas, entre otras, a: a) garantizar la posibilidad de apropiación y gestión ciudadana, bajo marcos asociativos, comunitarios, cooperativos y participativos; b) garantizar no solo el *acceso* a la energía y los servicios energéticos, sino también la continuidad, la calidad y la asequibilidad (precios justos) de estos; c) garantizar la reducción de los impactos ambientales y ecológicos (no limitados a los climáticos) asociados a los sistemas y servicios energéticos, mediante medidas de descarbonización, medidas que eviten la deforestación y medidas que protejan los ecosistemas, y d) incorporar medidas efectivas asociadas a la justicia energética y climática, en sus distintas dimensiones (procedimental, distributiva, de reconocimiento y restaurativa).
- 2) ***Gradualidad, soberanía y confiabilidad.*** Si bien la sustitución de las fuentes energéticas fósiles por unas menos contaminantes como las renovables es un proceso gradual, necesario es acelerar la diversificación de la matriz energética con energía procedente de Fuentes No Convencionales de Energía, en especial las Renovables (FNCER), al tiempo que se asegure la soberanía energética del país y la confiabilidad en el suministro de energía; la normativa debe propender por a) el efectivo reemplazo de aquellos recursos, tecnologías, dinámicas y prácticas contaminantes, b) permitir que las fuentes no convencionales de energía, en especial las renovables (FNCER), dominen la matriz energética, y c) la gestión óptima de los recursos propios que garantice la seguridad (suministro ininterrumpido) y la autosuficiencia energética.
- 3) ***Participación social vinculante.*** Las normas que componen el marco legal vigente en relación con el sector minero-energético, de alguna manera limitan la participación social vinculante al mecanismo de la consulta previa, que está dirigido exclusivamente a comunidades étnicas en el contexto de proyectos, obras o actividades desarrolladas por terceros. Reconociendo lo anterior, como parte de la revisión y reformulación del marco legal para la TEJ en Colombia, se considera necesario promover y robustecer, tanto el mecanismo de consulta previa, como otros mecanismos que permitan la participación efectiva e integral de la sociedad civil en el diseño, desarrollo y apropiación de las soluciones y esquemas que se propongan bajo este nuevo escenario de TEJ conforme a sus principios.

Como parte de este esfuerzo, el marco legal para la TEJ en Colombia deberá fomentar, entre otras, iniciativas que permitan a la sociedad civil convertirse en un agente activo durante todo el proceso de toma de decisiones, incluyendo la posibilidad de concebir y presentar iniciativas de manera directa; así mismo, para la existencia de una efectiva participación social vinculante, también resulta necesario promover la *educación* de la sociedad civil y las comunidades (incluyendo étnicas)

- 4) ***Intensiva en conocimiento.*** El marco legal para la TEJ en Colombia debe incorporar normas que permitan y fomenten el involucramiento efectivo de las instituciones de educación técnica, tecnológica y superior, así como las entidades de investigación y desarrollo, en la investigación, formulación e implementación de soluciones alineadas con la TEJ y requeridas para alcanzarla en los plazos previstos (según corresponda). Estas normas deberán también permitirles a los mencionados agentes, como gestores de conocimiento, interactuar con el sector empresarial, para fomentar los cambios estructurales que exige la TEJ (incluyendo el desarrollo de la industria nacional asociada a las FNCER y la gestión eficiente de la energía).

Teniendo en cuenta que la TEJ supone la transformación de una economía principalmente extractivista en una economía productiva, el marco legal para la TEJ en Colombia deberá facilitar los procesos relacionados con la fuerza laboral de los trabajadores del sector minero-energético, y su reconversión. En este propósito, el CONPES de reindustrialización se identifica como una estrategia apropiada y urgente.

Se advierte, finalmente, que muchos de los planes, programas y documentos de política pública que se encuentran vigentes se deben fortalecer con instrumentos para su implementación efectiva. Si bien el país se ha destacado por los diferentes esfuerzos realizados en materia de promoción de FNCER y gestión eficiente de la energía, estos esfuerzos solo han logrado plantear de manera parcial las bases del proceso de transición energética del país, debido a su naturaleza de corto y mediano plazo, y la débil articulación entre los sectores involucrados. Por lo tanto, la Transición Energética Justa requerirá aunar esfuerzos intersectoriales para la gobernanza de la TEJ, que considere a las comunidades y a los actores del sistema energético, identificando las realidades de los territorios para promover acciones focalizadas; así como avanzar en la identificación de barreras y sus correspondientes habilitadores regulatorios.

## Anexo 1. Impactos ambientales de las FNCER

TECNOLOGÍA	TIEMPO	IMPACTOS
<b>Eólica costa afuera</b>	Impactos previos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Análisis de ciclo de vida. Extracción de materias primas para construcción.</li> <li>• Contaminación por materiales de construcción y desplazamiento del hábitat silvestre por ruido e invasión.</li> </ul>
	Impactos operación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Paisaje</li> <li>• Ruido aerodinámico.</li> <li>• Afectación del ecosistema aéreo. Muerte de aves, sin embargo, es importante anotar que mueren más aves por deforestación y urbanización.</li> <li>• Fragmentación del ecosistema marino. Los campos electromagnéticos pueden causar que el sistema de comunicación de mamíferos, como delfines, se vea alterado.</li> <li>• Se aumenta la turbidez del agua cercana a las turbinas y, por lo tanto, tendrá afectación en el crecimiento de plantas y habrá afectación del ecosistema.</li> </ul>
	Impactos desmonte	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El desmonte debe garantizar la reutilización y reciclaje de materiales de construcción. Sin esto no es posible que las emisiones de GEI (en el análisis de ciclo de vida) se reduzcan entre el 70 y 80 %.</li> </ul>
<b>Eólica costa adentro</b>	Impactos previos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los mismos impactos considerados para Eólica costa afuera.</li> </ul>
	Impactos operación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los mismo tres primeros impactos considerados en Eólica costa afuera.</li> <li>• Erosión por falta de vegetación a los alrededores de los molinos.</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>Erosión por causa de las carreteras alrededor de estos parques para garantizar el mantenimiento.</li> </ul>
	Impactos desmonte	<ul style="list-style-type: none"> <li>El mismo considerado para eólica costa afuera.</li> </ul>
<b>Solar fotovoltaica</b>	Impactos previos	<ul style="list-style-type: none"> <li>Minería de cuarzo para la obtención de la sílice necesaria para la construcción de los paneles solares.</li> <li>Generación de tetracloruro de silicio en el proceso de producción de los paneles, se debe garantizar que no sean desechados a las corrientes de agua cercanas.</li> <li>Baterías - Metales pesados.</li> </ul>
	Impactos operación	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aumento de la temperatura alrededor del parque solar.</li> <li>Muerte de aves por el aumento de calor.</li> <li>Pérdida de capa vegetal bajo los paneles y por lo tanto erosión.</li> </ul>
	Impactos desmonte	<ul style="list-style-type: none"> <li>Materiales tóxicos al momento del desmonte. Polvos de Silicio, arsénico, cadmio.</li> </ul>
<b>Biomasa</b>	Impactos previos	<ul style="list-style-type: none"> <li>Deforestación para cultivos de biomasa necesaria para el proyecto de generación de energía</li> </ul>
	Impactos operación	<p>Quema de madera:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Deforestación por el consumo a gran escala de biomasa.</li> </ul> <p>Quema de residuos sólidos urbanos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Se debe controlar la emisión de gases de estos residuos para evitar eliminar gases tóxicos a la atmósfera.</li> </ul> <p>Biocombustible:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Competencia de tierras con vocación alimentaria para la producción de biocombustibles.</li> </ul> <p>Generales:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Los cultivos alimentarios y para generación de energía tienen casi los mismos requerimientos de pesticidas y</li> </ul>

		<p>herbicidas, por lo tanto, tienen impactos similares sobre la tierra usada para su cultivo.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Alto consumo de agua para los cultivos. Esta agua es regresada a los efluentes cercanos, pero está cargada de nutrientes, por lo tanto, puede causar eutroficación de los ríos.</li> </ul>
	Impactos desmonte	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erosión del suelo por uso constante de pesticidas y herbicidas.</li> </ul>
<b>Geotérmica</b>	Impactos previos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Liberación de GEI y metales pesados durante la etapa de perforación y pruebas de producción.</li> <li>• Alteración del hábitat para la flora y la fauna.</li> <li>• Riesgo de contaminación de los suelos superficiales y cursos de agua por descarga de fluidos geotérmicos durante la etapa de perforación.</li> <li>• Alteraciones de la calidad visual y valor estético.</li> <li>• Interceptación de acuíferos.</li> <li>• Contaminación transitoria de acuíferos por lodos de perforación.</li> <li>• Contaminación atmosférica por levantamiento de polvo y olores puede ocasionar enfermedades respiratorias en los trabajadores.</li> <li>• Aumento de los niveles de presión sonora por descarga a la atmósfera de agua caliente a presión o de vapor en la plataforma del pozo.</li> </ul>
	Impactos operación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumento de los niveles de presión sonora por descarga a la atmósfera de agua caliente a presión o de vapor en la plataforma del pozo o en la estación de regulación, durante las pruebas que se hacen en el mantenimiento de pozos.</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Emisión de GEI.</li> <li>• Sismicidad inducida por la reinyección.</li> <li>• Riesgo de subsidencia.</li> <li>• Riesgo de contaminación de los suelos superficiales y cursos de agua por descarga de fluidos geotérmicos durante la etapa de perforación.</li> <li>• Riesgo de contaminación de acuíferos.</li> <li>• Riesgo de erupciones hidrotermales / deslizamiento de tierra.</li> <li>• Riesgo de sobreexplotación del reservorio.</li> </ul>
Impactos desmonte	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alteraciones del hábitat para la flora y fauna, por liberación y reacondicionamiento del terreno.</li> <li>• Alteraciones en la calidad visual y valor estético, por liberación y reacondicionamiento del terreno.</li> <li>• Riesgos de intervención en pozos con presión y alta temperatura (por cierre de pozos productores y reinyectores).</li> <li>• Disminución de impactos visuales por retiro de tuberías y equipos.</li> <li>• Generación de residuos.</li> </ul>
<b>Mareomotriz<sup>9</sup></b>	
Impactos previos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se afectan las especies acústicamente sensibles</li> </ul>
Impactos operación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El cambio de velocidad dificultará la sedimentación de las partículas y puede generar cambios en el área bentónica. Se requiere más investigación para entender el efecto de este impacto.</li> <li>• La velocidad del agua puede reducirse en un 25 % en algunas áreas alrededor de las turbinas. Se pueden ver</li> </ul>

efector de reducción hasta 1,7 km de distancia de la turbina.

- Las aves tienen riesgo de colisión.
- Se afecta el ecosistema marino, es necesario estudiar más el efecto sobre los peses en las zonas de aprovechamiento de energía.

Fuente: Elaboración propia con información de Rahman et al (2022)

## Referencias

- Acemoglu, D., & Zilibotti, F. (1997). Was Prometheus Unbound by Chance? Risk, Diversification, and Growth. *Journal of Political Economy*, 105(4), 709–751. <https://doi.org/10.1086/262091>
- Achakulwisut, P., Calles Almeida, P., & Arond, E. (2022). *It's time to move beyond "carbon tunnel vision"*. SEI. <https://www.sei.org/perspectives/move-beyond-carbon-tunnel-vision/>
- ACNUDH. (2021). *Colombia. Observaciones y recomendaciones de mecanismos de derechos humanos relacionados con empresas y derechos humanos*. [https://empresasyderechoshumanos.org/wp-content/uploads/2021/06/Colombia\\_observaciones-y-recomendaciones.pdf](https://empresasyderechoshumanos.org/wp-content/uploads/2021/06/Colombia_observaciones-y-recomendaciones.pdf)
- ACNUDH. (2022). *Violencia Territorial en Colombia: Recomendaciones para el Nuevo Gobierno*. <https://www.ohchr.org/sites/default/files/2022-07/reporta-Informe-Violencia-Territorial-en-Colombia-Recomendaciones-para-el-Nuevo-Gobierno-Oficina-ONU-Derechos-Humanos.pdf>
- ACP. (2021). *Informe Económico Aporte Fiscal De La Cadena De Hidrocarburos En Colombia 2020 – 2021(p)*. <https://acp.com.co/web2017/en/publicaciones-e-informes/economicos/841-informe-economico-aporte-fiscal-de-la-cadena-de-hidrocarburos-2020-2021/file>
- ACP. (2023). *Tendencias de inversión en exploración y producción de petróleo y gas en Colombia*. Asociación Colombiana de Petróleo y Gas. <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/economicos/854-tendencias-de-inversion-en-exploracion-y-produccion-e-p-de-petroleo-y-gas-en-colombia-2022-y-perspectivas-2023/file>
- AES. (s/f). *The AES Alamos Battery Energy Storage System made history. Here's why it matters*. AES Corporation. <https://www.aes.com/blog/aes-alamos-battery-energy-storage-system-made-history-heres-why-it-matters>
- Agora Energiewende & AFRY Management Consulting. (2021). *No-regret hydrogen: Charting early steps for H<sub>2</sub> infrastructure in Europe*. Agora Energiewende. [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_02\\_EU\\_H2Grid/A-EW\\_203\\_No-regret-hydrogen\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/A-EW_203_No-regret-hydrogen_WEB.pdf)
- Alarcon, A. (2021, julio 21). La interconexión Colombia-Panamá, un paso más hacia la integración regional. *Energía para el Futuro*. <https://blogs.iadb.org/energia/es/interconexion-colombia-panama-integracion-regional/>
- Alarcón, P., Combariza, N., Schwab, J., & Peters, S. (2022). *Rethinking Just Transition: Critical Reflections for the Global South*. TRAJECTS Editorial Team.
- Álvarez Hernández, J. M. (2020a). *Dependencia del sector minero energético en el crecimiento de la economía colombiana. Un análisis desde 1994 hasta 2017*. <https://repository.cesa.edu.co/handle/10726/2547>

Álvarez Hernández, J. M. (2020b). *Dependencia del sector minero energético en el crecimiento de la economía colombiana. Un análisis desde 1994 hasta 2017*. <https://repository.cesa.edu.co/handle/10726/2547>

Ambiente, C. para la E. y el M. (2012). *Caracterización energética del sector residencial urbano y rural en Colombia*. <http://bdigital.upme.gov.co/bitstream/handle/001/1111/v.1.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Ambiente y Sociedad. (2021). *Guía de seguimiento. Planes de Beneficios para las comunidades en la Amazonia colombiana*. <https://www.ambienteysociedad.org.co/wp-content/uploads/2021/12/planes-de-beneficios-para-las-comunidades.pdf>

ANALDEX. (2021, septiembre 21). *El precio del carbón supera niveles históricos—Analdex—Asociación Nacional de Comercio Exterior*. <https://www.analdex.org/2021/09/21/el-precio-del-carbon-supera-niveles-historicos/>

Ángel, A., Alekseenko, A., Birungi, Z., Brincat, S., Huertas, M., Puspitarini, H., Sukmahartati, P., Günther, E., & Karthe, D. (2023). *Sustainable Transformation In Coal Regions Of The Global South: Challenges From A Resource Nexus Perspective (Nexta Core)*. United Nations University - Institute for integrated Management of Material Fluxes and of Resources.

ANH. (s/f-a). *ETH-Objetivos*. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Recuperado el 9 de mayo de 2023, de <https://www.anh.gov.co/es/ambiental-y-social/estrategia-territorial/eth-objetivos/>

ANH. (s/f-b). *Mapa de Tierras—ANH*. GeoVisor ANH v3.1. Recuperado el 13 de julio de 2023, de <https://geovisor.anh.gov.co/tierras/>

ANH. (s/f-c). *Producción*. Datos y estadísticas - Agencia Nacional de Hidrocarburos. Recuperado el 13 de julio de 2023, de <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADAs/datos-y-estadisticas/>

ANH. (s/f-d). *¿Quiénes la conforman?* - Agencia Nacional de Hidrocarburos. Recuperado el 9 de julio de 2023, de <https://www.anh.gov.co/es/ambiental-y-social/estrategia-territorial/eth-quienes-la-conforman/>

ANH. (2014). *Anexo F. Términos y condiciones para los programas en beneficio de las comunidades—PBCs*. [https://www.anh.gov.co/documents/699/Documento\\_de\\_los\\_T%C3%A9rminos\\_y\\_Condiciones\\_PBC-Anexo\\_F.pdf](https://www.anh.gov.co/documents/699/Documento_de_los_T%C3%A9rminos_y_Condiciones_PBC-Anexo_F.pdf)

ANH. (2019). *Anexo D. programas en beneficio de las comunidades*. [https://www.anh.gov.co/documents/11768/Anexo\\_D\\_-\\_Minuta\\_de\\_EyP\\_Continental\\_PBC\\_Final\\_4-03-2019.pdf](https://www.anh.gov.co/documents/11768/Anexo_D_-_Minuta_de_EyP_Continental_PBC_Final_4-03-2019.pdf)

ANH. (2021). *Anexo único. RESOLUCIÓN No. 0728 DEL 14-10-2021*. [https://www.nuevaleislacion.com/files/susc/cdj/conc/r\\_anh\\_728\\_21.pdf](https://www.nuevaleislacion.com/files/susc/cdj/conc/r_anh_728_21.pdf)

ANH. (2022). *PBC Programa en Beneficio de las Comunidades. Informe de ejecución 2004-(junio) 2022*. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

ANH. (2023). *Relación Contratos Tea, E&P, E&E, Convenios E&P Y Convenios De Explotación*. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

- [https://www.anh.gov.co/documents/21676/Relaci%C3%B3n\\_Contratos\\_TEA\\_EP\\_EE\\_Convenios\\_EE\\_y\\_Explotaci%C3%B3n\\_23\\_de\\_junio\\_de\\_2023.pdf](https://www.anh.gov.co/documents/21676/Relaci%C3%B3n_Contratos_TEA_EP_EE_Convenios_EE_y_Explotaci%C3%B3n_23_de_junio_de_2023.pdf)
- ANH. (2024). *Informe de recursos y reservas 2023*.
- ANM. (2021). *Estadísticas de emergencias y mortalidades mineras con fecha de corte al 31/12/2021*.
- ANM. (2023). *Anna Minería*. <https://annamineria.anm.gov.co/sigm/externalLogin>
- Arcos, J. M. M., & Santos, D. M. F. (2023). The Hydrogen Color Spectrum: Techno-Economic Analysis of the Available Technologies for Hydrogen Production. *Gases*, 3(1), Article 1. <https://doi.org/10.3390/gases3010002>
- Arguello, R. (2011a). *The international economic crisis and the colombian economy*. <http://repository.urosario.edu.co/handle/10336/10906>
- Arguello, R. (2011b). *The international economic crisis and the colombian economy*. <http://repository.urosario.edu.co/handle/10336/10906>
- Arias, K., Lopez, D., Camino-Mogro, S., Weiss, M., Walsh, D., Gouvea, L., & Hallack, M. C. M. (2022). *Transición verde y sesgo de género: Un análisis de las empresas generadoras de energía renovable en América Latina*. <https://doi.org/10.18235/0004461>
- 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, 307–319. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.12.083>
- Arroyo, A., & Cossío Muñoz, F. (2015). *Impacto fiscal de la volatilidad del precio del petróleo en América Latina y el Caribe: Estudio sobre las causas y las consecuencias de la caída de los precios del petróleo y análisis de opciones de política para encaminar sus impactos*. <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/39706>
- Ayala Mosquera, H. J. (2019). Impactos de la minería en la dimensión social. En L. C. Díaz Muegue, S. Gómez-Fernández, H. González Rubio, S. N. Ipaz Cuastumal, L. Macías Gómez, L. Madriñán Valderrama, C. Montoya Nuñez, J. Peña Ortiz, E. Pinto Martínez, C. Saldarriaga Isaza, R. Valladares Salinas, A. Valencia, & O. Vásquez, *Investigación científica y sociológica respecto a los impactos de la actividad minera en los ecosistemas del territorio colombiano* (pp. 61–76). <http://www.humboldt.org.co/images/documentos/3-identificacin-de-impactos-expertos.pdf>
- Babatunde, O. M., Munda, J. L., & Hamam, Y. (2020). Power system flexibility: A review. *Energy Reports*, 6, 101–106. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.11.048>
- Bainton, N., & Holcombe, S. (2018). A critical review of the social aspects of mine closure. *Resources Policy*, 59, 468–478. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2018.08.020>
- Banco de la República, . (s/f-a). *Balanza de pagos | Banco de la República* [Dataset]. Recuperado el 7 de julio de 2023, de <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/balanza-pagos>
- Banco de la República, . (s/f-b). *Inversión directa | Banco de la República* [Dataset]. Recuperado el 7 de julio de 2023, de <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/inversion-directa>

Barbanell, M. (2022). *A Brief Summary of the Climate and Energy Provisions of the Inflation Reduction Act of 2022*. World Resources Institute. <https://www.wri.org/update/brief-summary-climate-and-energy-provisions-inflation-reduction-act-2022>

Barney, J. (2021, abril 14). “*La Guajira, Entre Un Nuevo Aire O Un Desastre*” *Panorama Actual De La Violencia En La Guajira Con La Llegada De Las Empresas Energéticas Al Territorio Wayuu* [Noticias - INDEPAZ]. <https://indepaz.org.co/la-guajira-entre-un-nuevo-aire-o-un-desastre-panorama-actual-de-la-violencia-en-la-guajira-con-la-llegada-de-las-empresas-energeticas-al-territorio-wayuu/>

Barney, J. (2023). *Por el mar y la tierra guajiros, vuela el viento Wayuu – Indepaz*. Indepaz. <https://indepaz.org.co/por-el-mar-y-la-tierra-guajiros-vuela-el-viento-wayuu/>

Barril Diego. (2021). *La integración eléctrica, una estrategia ganadora para América Latina*. <https://www.caf.com/es/conocimiento/visiones/2021/09/la-integracion-electrica-una-estrategia-ganadora-para-america-latina/>

Barron, R. W., & Hill, M. C. (2019). A wedge or a weight? Critically examining nuclear power’s viability as a low carbon energy source from an intergenerational perspective. *Energy Research & Social Science*, 50, 7–17. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.10.012>

Bellato, R. (2022, agosto 31). Exportaciones mineras: Cuáles son los países que más compran el litio argentino. *EconoJournal*. <https://econojournal.com.ar/2022/08/exportaciones-mineras-cuales-son-los-paises-que-mas-compran-el-litio-argentino/>

Beltrán-Saavedra, P. A. (2015). *Precio del petróleo y el ajuste de las tasas de interés en las economías emergentes*. Banco de la República. <https://doi.org/10.32468/be.901>

Benavides, J., Cabrales, S., & Delgado-Rojas, M. E. (2022). *Transición energética en Colombia: Política, costo de la carbono – neutralidad acelerada y papel del gas natural*. <http://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/4318>

Benavides, J., Cadena, Á., González, J. J., Hidalgo, C., & Piñeros, A. (2018). Mercado eléctrico en Colombia: Transición hacia una arquitectura descentralizada. *Cuadernos Fedesarrollo*, 68. [https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/3694/CDF\\_No\\_68\\_Novimbre\\_2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/3694/CDF_No_68_Novimbre_2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

Bernad, I. O., García, J. S., Valiño, M. D., & Fernández, S. V. (2007). *Técnicas de recuperación de suelos contaminados* [Informe de vigilancia tecnológica]. CITME, CEIM, Universidad de Alcalá, Comunidad de Madrid. [https://www.madrimasd.org/sites/default/files/informacionidi/biblioteca/publicacion/doc/VT/vt6\\_tecnicas\\_recuperacion\\_suelos\\_contaminados.pdf](https://www.madrimasd.org/sites/default/files/informacionidi/biblioteca/publicacion/doc/VT/vt6_tecnicas_recuperacion_suelos_contaminados.pdf)

Bersano, L., & Paredes, J. R. (2017, mayo 25). En Colombia, el fenómeno del Niño, nos pone a prueba. *Energía para el Futuro*. <https://blogs.iadb.org/energia/es/2406/>

Bertinat, P. (2016). *Transición energética justa. I Pensando la democratización energética*.

Bertinat, P., & Chemes, J. (2020). *Aportes del sector energético: A una transición social-ecológica*. Friedrich-Ebert-Stiftung Proyecto Regional Transformación Social-Ecológica.

Bértola, L., & Ocampo, J. A. (2010). *Desarrollo, vaivenes y desigualdad. Una historia económica de América Latina desde la independencia—Red de Desarrollo Social de América Latina y el Caribe*. <https://dds.cepal.org/redesoc/publicacion?id=2161>

Bértola, L., & Ocampo, J. A. (2013). El desarrollo económico de América Latina desde la Independencia. *Fondo de Cultura Económica de Argentina*. <https://fce.com.ar/tienda/economia/el-desarrollo-economico-de-america-latina-desde-la-independencia/>

Beutel, J., Kurwan, J., Wallenta, A., Wehnert Timon, & Yetano, M. (2022). *A Just Transition Toolbox for coal regions | Coal Transitions*. <https://coaltransitions.org/publications/a-just-transition-toolbox-for-coal-regions/>

BID. (2023). *Pobreza energética en los hogares y su relación con otras vulnerabilidades en América Latina: El caso de Argentina, Brasil, Colombia, Perú y Uruguay*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://doi.org/10.18235/0004702>

Birol, F., & Malpass, D. (2021, octubre 8). *Es fundamental abordar las emisiones derivadas del carbón*. <https://blogs.worldbank.org/es/voces/es-fundamental-abordar-las-emisiones-derivadas-del-carbon>

BNEF. (2022). *Electric Vehicle Outlook—2022* (BNEF Electric Vehicle Outlook). Bloomberg New Energy Finance. <https://bnef.turtl.co/story/evo-2022/page/1>

BNEF. (2023, enero 11). Top 10 Energy Storage Trends in 2023. *BloombergNEF*. <https://about.bnef.com/blog/top-10-energy-storage-trends-in-2023/>

Bonilla González, R. (2011). *Apertura y reprimarización de la economía colombiana. Un paraíso de corto plazo*. <https://www.semanticscholar.org/paper/Apertura-y-reprimarizaci%C3%B3n-de-la-econom%C3%ADa-Un-de-Gonz%C3%A1lez/45988117eab4ee91ef53674b66fd9ec4da2a44c1>

Botero Rojas, C. F. (2016). *Imperfecciones en el mercado eléctrico colombiano y comportamientos estratégicos de los agentes Un análisis desde la teoría de juegos para el mercado spot*.

Botta, A., Godin, A., & Missaglia, M. (2016a). Finance, foreign (direct) investment and dutch disease: The case of Colombia. *Economía Política*, 33(2), 265–289. <https://doi.org/10.1007/s40888-016-0030-6>

Botta, A., Godin, A., & Missaglia, M. (2016b). Finance, foreign (direct) investment and dutch disease: The case of Colombia. *Economía Política*, 33(2), 265–289. <https://doi.org/10.1007/s40888-016-0030-6>

BP. (2021). *Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition*. British Petroleum. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>

BP. (2023). *Bp Energy Outlook 2023 Edition*. British Petroleum. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2023.pdf>

Brahmbhatt, M., Canuto, O., & Vostroknutova, E. (2010). *Dealing with Dutch Disease*. <http://hdl.handle.net/10986/10174>

Bremauntz, A. F. (2021). Generación de electricidad: La gran oportunidad para cambiar paradigmas. *La jornada ecológica*. <https://agua.org.mx/wp-content/uploads/2021/11/ecologica246.pdf>

Bresser-Pereira, L. C. (2008). The Dutch disease and its neutralization: A Ricardian approach. *Brazilian Journal of Political Economy*, 28, 47–71. <https://doi.org/10.1590/S0101-31572008000100003>

Bresser-Pereira, L. C. (2009). La tendencia a la sobrevaluación del tipo de cambio. *Economía UNAM*, 6(18), 75–88.

Bulmer-Thomas, V. (2014). *The Economic History of Latin America since Independence* (3a ed.). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9781139208710>

Cai, W., Borlace, S., Lengaigne, M., van Rensch, P., Collins, M., Vecchi, G., Timmermann, A., Santoso, A., McPhaden, M. J., Wu, L., England, M. H., Wang, G., Guilyardi, E., & Jin, F.-F. (2014). Increasing frequency of extreme El Niño events due to greenhouse warming. *Nature Climate Change*, 4(2), 111–116. <https://doi.org/10.1038/nclimate2100>

Cai, W., Wang, G., Santoso, A., McPhaden, M. J., Wu, L., Jin, F.-F., Timmermann, A., Collins, M., Vecchi, G., Lengaigne, M., England, M. H., Dommenges, D., Takahashi, K., & Guilyardi, E. (2015). Increased frequency of extreme La Niña events under greenhouse warming. *Nature Climate Change*, 5(2), 132–137. <https://doi.org/10.1038/nclimate2492>

Caicedo Plaza, J., Montoya Hurtado, W., & Sagán, J. C. (2014a). *Impacto y dependencia del petróleo en la economía colombiana*. <http://repositorio.esumer.edu.co/jspui/handle/esumer/2198>

Caicedo Plaza, J., Montoya Hurtado, W., & Sagán, J. C. (2014b). *Impacto y dependencia del petróleo en la economía colombiana*. <http://repositorio.esumer.edu.co/jspui/handle/esumer/2198>

Caldecott, B., Harnett, E., Cojoianu, T., Kok, I., & Pfeiffer, A. (2016). *Los activos abandonados: El desafío del riesgo climático (Resumen)*. <https://publications.iadb.org/es/los-activos-abandonados-el-desafio-del-riesgo-climatico-resumen>

Calles Almeida, P., Vega Araújo, J., Arond, E., Muñoz Cabré, M., Guerrero, R., Valle Riestra, E., Mariño, H., Grupo Propuesta Ciudadana, Fonseca, R., & Tamborrel, A. (2023). *Transición energética en Latinoamérica: ¿hacia dónde vamos?* Stockholm Environment Institute. <https://doi.org/10.51414/sei2023.002>

Calvo, R., Álamos, N., Billi, M., Urquiza, A., & Lisperguer, R. C. (2021). *Desarrollo de indicadores de pobreza energética en América Latina y el Caribe*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Campetrol. (2023). *Balance Petrolero – Campetrol*. <https://campetrol.org/balance-petrolero/>

Carbon Trust. (2020). *Reporte Final del Proyecto Apoyo al despliegue de tecnologías de redes inteligentes en Colombia*. [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Reporte\\_Final\\_Despliegue\\_Red es\\_Inteligentes.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Reporte_Final_Despliegue_Red_es_Inteligentes.pdf)

Carreño Guzmán, M. F. (2020, septiembre 30). *Análisis sobre la regulación de la consulta previa ¿es necesaria una ley estatutaria?* Derecho del Medio Ambiente. <https://medioambiente.uexternado.edu.co/analisis-sobre-la-regulacion-de-la-consulta-previa-es-necesaria-una-ley-estatutaria/>

Castaneda, M., Zapata, S., & Aristizabal, A. (2018). Assessing the Effect of Incentive Policies on Residential PV Investments in Colombia. *Energies*, 11(2614). <https://doi.org/10.3390/en11102614>

Ceglia, F., Esposito, P., Marrasso, E., & Sasso, M. (2020). From smart energy community to smart energy municipalities: Literature review, agendas and pathways. *Journal of Cleaner Production*, 254, 120118. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120118>

Censat Agua Viva. (2019). *¿Cómo salir de la dependencia del carbón?* - Fundación Rosa Luxemburgo. <https://www.rosalux.org.ec/como-salir-de-la-dependencia-del-carbon/>

Censat Agua Viva, Comunidades SETAA, RedBioCol-Nodo Santander, Colectivo de Reservas Comunitarias y Campesinas de Santander, Fundaexpresión, Cooperativa Multiactiva Coosaviundidos, Corporación Grupo Semillas, Asociación de Mujeres Campesinas de Matanza, H.R. Cristian Avendaño, & ACIN-Sxhab Wala Kiwe. (2023). *Promoción y fortalecimiento de las Energías Comunitarias en Colombia. Propuestas para el Plan Nacional de Desarrollo 2023-2026, Ruta de la Transición Energética Justa y Planes Departamentales y Municipales de Desarrollo.* <https://comunidadessetaa.org/wp-content/uploads/2023/02/Promocion-y-fortalecimiento-de-las-Energias-Comunitarias-en-Colombia.pdf>

CEPAL. (2015). *Estimaciones y proyecciones de población. Estimaciones y proyecciones de población a largo plazo 1950-2050.* [www.cepal.org/sites/col\\_internet.xlsx](http://www.cepal.org/sites/col_internet.xlsx)

CEPAL. (2021). *Hacia una planificación sostenible para una transición energética justa en América Latina y el Caribe: Análisis de mejores prácticas en países seleccionados.* CEPAL. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/47386-planificacion-sostenible-transicion-energetica-justa-america-latina-caribe>

CEPAL. (2022). *Intensidad de materiales en la transición energética de América Latina: Estimaciones sobre la base de un escenario de integración energética de América del Sur.* [https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/48052/S2200214\\_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/48052/S2200214_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

Carrejón. (s/f). *Estrategia de cierre y entrega de operaciones* (Proyectos estratégicos). Carrejón S.A. <https://www.carrejon.com/nuestra-operacion/proyectos-estrategicos/cierre-de-operaciones>

CEV (Ed.). (2022). *Hay futuro si hay verdad: Informe final. Tomo 2: Vol. Tomo 2. Hallazgos y recomendaciones de la Comisión de la Verdad de Colombia* (1. ed). Comisión de la Verdad.

Chang, H.-J. (2002). *Kicking away the ladder: Development strategy in historical perspective.* Anthem.

Chaparro, M. Y. M., & Jiménez, D. P. S. (2021). *Propuesta De Adaptación De Metodología De Gestión De Proyectos En La Planificación Para El Cierre Técnico Anticipado Aplicado A La Mina De Carbón Ubicada En El Páramo De Pisba Municipio De Socha— Boyacá.* Universidad Externado de Colombia.

<https://bdigital.uexternado.edu.co/server/api/core/bitstreams/697a9584-17ec-4e45-8ba7-a79f39a5ee3a/content#page=81&zoom=100,92,96>

Chimbganda, T., & Broadhurst, J. (2021). *Investigating the potential use of fibre-rich plants to create multi-value chains for post-mining industrial development* (A. Fourie, M. Tibbett, A. Sharkuu, A. Fourie, M. Tibbett, & A. Sharkuu, Eds.). QMC Group. [https://papers.acg.uwa.edu.au/p/2152\\_10\\_Chimbganda/](https://papers.acg.uwa.edu.au/p/2152_10_Chimbganda/)

Choi, C. S., Cagle, A. E., Macknick, J., Bloom, D. E., Caplan, J. S., & Ravi, S. (2020). Effects of Revegetation on Soil Physical and Chemical Properties in Solar Photovoltaic Infrastructure. *Frontiers in Environmental Science*, 8, 140. <https://doi.org/10.3389/fenvs.2020.00140>

CISL. (2014). *Cambio climático: Implicaciones para el Sector Energético*. <https://www.worldenergy.org/assets/images/imported/2014/06/Publicacion-Cambio-Climatico-implicaciones-para-el-sector-energetico-IPCCC-AR5.pdf>

CNV Internacional. (2023). *Ausencia de una transición justa: La minería de carbón en el norte de Colombia*. Observatorio laboral para la transición justa en el sector del Carbón. <https://justtransition.cnvinternationaal.nl/es/implementacion/ausencia-de-una-transicion-justa-la-mineria-de-carbon-en-el-norte-de-colombia>

Comisión Europea. (2022a). *Next Generation EU*. [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/eu-budget/eu-borrower-investor-relations/nextgenerationeu\\_en](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/eu-budget/eu-borrower-investor-relations/nextgenerationeu_en)

Comisión Europea. (2022b). *REPowerEU: affordable, secure and sustainable energy for Europe*. A European Green New Deal. [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe\\_en](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en)

Comunidades SETAA. (s/f). *Somos*. Recuperado el 11 de julio de 2023, de <https://comunidadessetaa.org/somos/>

Conness, J. (2023, enero 5). *Inflation Reduction Act (IRA) & CHIPS and Science Act (CHIPS): Manufacturing Investment Announcements*. IRA + CHIPS Investments. <https://www.jackconness.com/ira-chips-investments>

CONPES 3934. (2018, julio 10). *Documento CONPES 3934: POLÍTICA DE CRECIMIENTO VERDE*. CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL, REPÚBLICA DE COLOMBIA, DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN. <https://www.dnp.gov.co/Crecimiento-Verde/Documents/Pol%C3%ADtica%20CONPES%203934/CONPES%203934%20-%20Pol%C3%ADtica%20de%20Crecimiento%20Verde.pdf>

CONPES 4023. (2021, febrero 11). *Documento CONPES 4023: POLÍTICA PARA LA REACTIVACIÓN, LA REPOTENCIACIÓN Y EL CRECIMIENTO SOSTENIBLE E INCLUYENTE: NUEVO COMPROMISO POR EL FUTURO DE COLOMBIA*. CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL, REPÚBLICA DE COLOMBIA, DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4023.pdf>

CONPES 4075. (2022, marzo 29). *Documento CONPES 4075. POLÍTICA DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA*. CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y

SOCIAL, REPÚBLICA DE COLOMBIA, DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%20b3micos/4075.pdf>

Contraloría General de la República. (2013). *Informe: Ley 1530 de 2012 Sistema general de regalías, un año después...* 1–149.

Côte, M. (2023). Furious depletion—Conceptualizing artisan mining and extractivism through gender, race, and environment. *Frontiers in Human Dynamics*, 5, 1097195. <https://doi.org/10.3389/fhumd.2023.1097195>

CREG. (2013). *Estructura Tarifaria*. CREG. <https://www.creg.gov.co/sectores-que-regulamos/energia-electrica/estructura-tarifaria-0/estructura-tarifaria>

CREG. (2021). *Revisión de las reglas de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida*. [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/8e71dd926eb1d0dc0525866a005921dc/\\$FILE/D-002-2021%20REVISI%C3%93N%20DE%20LAS%20REGLAS%20DE%20AUTOGENERACI%C3%93N%20A%20PEQUE%C3%91A%20ESCALA%20Y%20GENERACI%C3%93N%20DISTRIBUIDA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/8e71dd926eb1d0dc0525866a005921dc/$FILE/D-002-2021%20REVISI%C3%93N%20DE%20LAS%20REGLAS%20DE%20AUTOGENERACI%C3%93N%20A%20PEQUE%C3%91A%20ESCALA%20Y%20GENERACI%C3%93N%20DISTRIBUIDA.pdf)

CRIC. (2018, septiembre 12). Frente al peligro que corre la consulta previa seguiremos luchando por decidir sobre nuestro propio destino. *Consejo Regional Indígena del Cauca - CRIC*. <https://www.cric-colombia.org/portal/frente-al-peligro-que-corre-la-consulta-previa-seguiremos-luchando-por-decidir-sobre-nuestro-propio-destino/>

Cuesta, H. Á. (2022). Transición energética y políticas de empleo verde: *LABOS Revista de Derecho del Trabajo y Protección Social*, 3(3), Article 3. <https://doi.org/10.20318/labos.2022.7372>

Curzio, C. T., Chávez, R. E. F., Signoret, A. S. T., & López, D. M. G. (2022). *Transición energética en América Latina y el Caribe*. Friedrich-Ebert-Stiftung. <https://library.fes.de/pdf-files/bueros/mexiko/19568.pdf>

DANE. (2019a). *Población indígena de Colombia. Resultados del censo nacional de población y vivienda 2018*. <https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/grupos-etnicos/presentacion-grupos-etnicos-2019.pdf>

DANE. (2019b). *Población negra, afrodescendiente, raizal y palenquera. Resultados del censo nacional de población y vivienda 2018*. <https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/grupos-etnicos/presentacion-grupos-etnicos-poblacion-NARP-2019.pdf>

DANE. (2021). *Mercado Laboral. Empleo y desempleo*. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/mercado-laboral/empleo-y-desempleo#geih-mercado-laboral>

DANE. (2022a). *Demografía y Población (Estadísticas por Tema)*. Departamento Administrativo Nacional de Estadística. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion>

DANE. (2022b). *Pobreza Monetaria*. [https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/condiciones\\_vida/pobreza/2021/Comunicado-pobreza-monetaria\\_2021.pdf](https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/condiciones_vida/pobreza/2021/Comunicado-pobreza-monetaria_2021.pdf)

DANE. (2022c, junio 28). *Cuentas nacionales departamentales: PIB por departamento*. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-departamentales>

DANE. (2023a). *Cuenta Satélite Ambiental (CSA)* [Indicadores]. Departamento Administrativo Nacional de Estadística. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-satelite/cuenta-satelite-ambiental-csa/cuenta-satelite-ambiental-csa-indicadores>

DANE. (2023b). *Importaciones*. Departamento Administrativo Nacional de Estadística. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/comercio-internacional/importaciones>

DANE. (2023c, febrero). *Exportaciones*. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/comercio-internacional/exportaciones>

DANE, . (s/f). *DANE - Exportaciones series históricas* [Dataset]. Recuperado el 7 de julio de 2023, de <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/comercio-internacional/exportaciones>

DANE, & ONU Mujeres. (2020, octubre 9). *Serie departamental de población por área, sexo y edad, para el periodo 2018 -2050*. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-poblacion>

De la Hoz, M. P. (2021, noviembre 23). The strong share of hydropower in Latin America and the policies to go beyond. *Reportajes - Global Affairs and Strategic Studies*. <https://www.unav.edu/web/global-affairs/hydropower-in-latin-america-and-renewable-energy-policies>

Defensoría del Pueblo (Ed.). (2015). *La minería sin control: Un enfoque desde la vulneración de los Derechos Humanos*. Defensoría del Pueblo.

Defensoría del Pueblo. (2020). *Informe defensorial. Garantía y Protección del Derecho Fundamental a la Consulta Previa y el Consentimiento Libre, Previo e Informado de los Pueblos y Comunidades Étnicas en Colombia*.

Di Pippo, G., Mazzocco, I., & Kennedy, S. (2022). *Red Ink: Estimating Chinese Industrial Policy Spending in Comparative Perspective*. Center for International and Strategic Studies - CSIS. [https://csis-website-prod.s3.amazonaws.com/s3fs-public/publication/220523\\_DiPippo\\_Red\\_Ink.pdf?VersionId=LH8ILLKWz4o.bjrwNS7csuX\\_C04FyEre](https://csis-website-prod.s3.amazonaws.com/s3fs-public/publication/220523_DiPippo_Red_Ink.pdf?VersionId=LH8ILLKWz4o.bjrwNS7csuX_C04FyEre)

Díaz Díaz, C., & López Bayona, A. (2021). *Concentración de tierras en Colombia: Una radiografía rural* (1. ed). Debate.

Dietz, K. (2022). Transición energética y extractivismo verde. La transición energética en Europa anuncia el extractivismo verde en América Latina. *Análisis y Debate-Rosa Luxemburg*, 39. <https://rosalux.org.ec/pdfs/transicion-energetica-y-extractivismo-verde.pdf>

DNP. (2018). *Valoración económica de la degradación ambiental en Colombia 2015. Contaminación del aire urbano, contaminación del aire interior y deficiencias en el acceso al acueducto y el alcantarillado*.

<https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Valoraci%C3%B3n%20econ%C3%B3mica%20de%20la%20degradaci%C3%B3n%20ambiental.pdf>

DNP. (2022). *Conpes 4086. Estrategia para el fortalecimiento de la infraestructura básica, social, cultural y deportiva en 171 municipios del país con mayor presencia de comunidades negras, afrodescendientes, raizales y palenqueras.* <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4086.pdf>

DNP, & Econcept. (2020a). *Análisis y estructuración de un plan estratégico de encadenamientos productivos relacionado con las actividades extractivas del sector minero, su implementación y divulgación en una región del país como piloto.*

DNP, & Econcept. (2020b). *Encadenamiento productivo para la actividad extractiva del sector de hidrocarburos.*

DNP, & Economía Urbana. (2021). *EVALUACIÓN DE OPERACIONES DE LOS PLANES DE GESTIÓN SOCIAL. Informe de resultados de la evaluación y segunda entrega de la documentación de las bases de datos de la evaluación.* [https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Sinergia/Documentos/Eval\\_Operaciones\\_Planes\\_Gestion\\_Sociales\\_PSG\\_Informe\\_Resultados.pdf](https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Sinergia/Documentos/Eval_Operaciones_Planes_Gestion_Sociales_PSG_Informe_Resultados.pdf)

DOE. (s/f). *Hydrogen Storage* (Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office). US Department of Energy - Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. <https://tinyurl.com/4hkhedya>

Domínguez, R., León, M., Samaniego, J., & Sunkel, O. (2019). *Recursos naturales, medio ambiente y sostenibilidad: 70 años de pensamiento de la CEPAL.* UN. <https://doi.org/10.18356/b89f0453-es>

Duarte, C., Gómez, D., Caicedo, D., Galeano, L., Marulanda, J. L., Peña, J. C., Torres, S., Pineda, J., & Puerta, N. (2021). *Diagnóstico de la conflictividad social en el sector de hidrocarburos y análisis de actores.* Pontificia Universidad Javeriana; Instituto de Estudios Interculturales. <https://www.javerianacali.edu.co/intercultural/diagnostico-de-la-conflictividad-social-en-el-sector-de-hidrocarburos-y-analisis-de>

Duarte-Abadía, B., Boelens, R., & Roa-Avendaño, T. (2015). Hydropower, Encroachment and the Re-patterning of Hydrosocial Territory: The Case of Hidrosogamoso in Colombia. *Human Organization*, 74(3), 243–254. <https://doi.org/10.17730/0018-7259-74.3.243>

Duque Garcia, C. A. (2022). Economic Growth and the Rate of Profit in Colombia 1967–2019: A VAR Time-Series Analysis. *Review of Radical Political Economics*, 54(3), 298–316. <https://doi.org/10.1177/04866134221082212>

Dyner, I., Pao-Yu, O., Yanguas Parra, P., Corral Montoya, F., Zapata Ramírez, S., Castaneda, M., Ángel, E., Ávila, R., Gómez, D., Ruiz, L., Ellis, D., & Cortés, J. D. (2022). *Hoja de ruta electricidad 100% renovable en Colombia a 2030.* Universidad Jorge Tadeo Lozano.

E3G, Littlecott, C, Burrows, L, & Skillings, S. (2018). *Lecciones aprendidas de la eliminación gradual del carbon en el reino unido.* [https://www.e3g.org/wp-content/uploads/E3G\\_Lecciones\\_aprendidas\\_de\\_la\\_eliminacion\\_gradual\\_del\\_carbon\\_en\\_el\\_reino\\_unido\\_.pdf](https://www.e3g.org/wp-content/uploads/E3G_Lecciones_aprendidas_de_la_eliminacion_gradual_del_carbon_en_el_reino_unido_.pdf)

Echavarría, J. J., Villamizar, M., & González, colaboración J. (2006). El Proceso Colombiano de Desindustrialización. *Borradores de Economía*, Article 361. <https://ideas.repec.org/p/bdr/borrec/361.html>

Ecopetrol. (2021). *Refinería de Barrancabermeja desarrollará plan de actualización y reposición tecnológica*. [https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/?page=detalleNoticias&urile=wcm:path%3A%2FEcopetrol\\_WCM\\_Library%2FAS\\_es%2FNoticias%2FNoticias%2B2021%2Frefineria-barrancabermeja-desarrollara-plan-actualizacion-reposicion-tecnologica](https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/?page=detalleNoticias&urile=wcm:path%3A%2FEcopetrol_WCM_Library%2FAS_es%2FNoticias%2FNoticias%2B2021%2Frefineria-barrancabermeja-desarrollara-plan-actualizacion-reposicion-tecnologica)

Ecopetrol. (2022, noviembre 30). *El Negocio del GPL*.

ECPA. (2013). *La Alianza de Energía y Clima de las Américas (ECPA) auspició intercambio de experiencias sobre eficiencia energética en Centroamérica*. ECPA Americas. <https://ecpamericas.org/es/news/la-alianza-de-energia-y-clima-de-las-americas-ecpa-auspicio-intercambio-de-experiencias-sobre-eficiencia-energetica-en-centroamerica/>

Egert, B., & Leonard, C. S. (2008). Dutch Disease Scare in Kazakhstan: Is it real? *Open Economies Review*, 19(2), 147–165. <https://doi.org/10.1007/s11079-007-9051-7>

EIA. (2020). *Breakeven crude oil prices are one metric of the economic constraints facing OPEC+ members* (This Week In Petroleum). Energy Information Administration. [https://www.eia.gov/petroleum/weekly/archive/2020/200617/includes/analysis\\_print.php](https://www.eia.gov/petroleum/weekly/archive/2020/200617/includes/analysis_print.php)

EIA. (2021). Table A6. World natural gas consumption by region, Reference case. En *International Energy Outlook 2021*. [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/data/pdf/hp/A06\\_hp.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/data/pdf/hp/A06_hp.pdf)

EJOLT. (2023). *EJAtlas | Mapping Environmental Justice*. Environmental Justice Atlas. <https://ejatlas.org/>

Elgouacem, A., Halland, H., Botta, E., & Singh, G. (2020a). *The fiscal implications of the low-carbon transition*. OECD. <https://doi.org/10.1787/6cea13aa-en>

Elgouacem, A., Halland, H., Botta, E., & Singh, G. (2020b). *The fiscal implications of the low-carbon transition*. OECD. <https://doi.org/10.1787/6cea13aa-en>

Elliot, D. (2021). *What is the US infrastructure bill? An expert explains*. World Economic Forum. <https://www.weforum.org/agenda/2021/08/us-infrastructure-bill-explained/>

Ember. (2023). *European Electricity Review 2023*. Ember. <https://ember-climate.org/insights/research/european-electricity-review-2023/>

Enciso, E. L., Uribe, E. Mo., Garavito, A., & Collazos, M. M. (2013). La economía petrolera en Colombia (Parte II). Relaciones intersectoriales e importancia en la economía nacional. *Borradores de Economía*, Article 748. <https://ideas.repec.org/p/bdr/borrec/748.html>

Energía, M. de & BID. (2022). *Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia*.

Enersinc & DNP. (2017). *Energy Demand Situation in Colombia* (Misión de Crecimiento Verde). Enersinc; Departamento Nacional de Planeación. [https://www.dnp.gov.co/LaEntidad\\_/misiones/mision-crecimiento-verde/Documents/ejes-tematicos/Energia/MCV%20-%20Energy%20Demand%20Situation%20VF.pdf](https://www.dnp.gov.co/LaEntidad_/misiones/mision-crecimiento-verde/Documents/ejes-tematicos/Energia/MCV%20-%20Energy%20Demand%20Situation%20VF.pdf)

EPA. (2021). *Overview of Greenhouse Gases | US EPA*. <https://www.epa.gov/ghgemissions/overview-greenhouse-gases>

European Commission. Joint Research Centre. (2022). *Clean Energy Technology Observatory, Wind energy in the European Union: Status report on technology development, trends, value chains and markets: 2022*. Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/855840>

Farias, E. de S., Mattos, L. B. de, & Vieira, F. de A. C. (2022). *Los precios de los productos básicos y los fenómenos de movimiento de capital en las economías emergentes*. <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/48086>

Fedesarrollo, & DNP. (2019). *Política General de Ordenamiento Territorial Propuesta final. Documento técnico y normativo para la elaboración de la Política General de Ordenamiento Territorial*. [https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/3789/Repor\\_Abril\\_2019\\_Yepes\\_et\\_al.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/3789/Repor_Abril_2019_Yepes_et_al.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

FENALCARBÓN (Director). (2023, febrero 15). *Balance 2022 y Proyecciones 2023 de la industria del carbón y el coque* [Video recording]. <https://www.youtube.com/watch?v=KOWZHo-XyKA>

FENOGE. (2022, noviembre 10). *El BID financiará con 34,5 millones de dólares el Programa PEECES, liderado por el FENOGE y el Ministerio de Minas y Energía—Fenoge*. <https://fenoge.gov.co/el-bid-financiara-con-345-millones-de-dolares-el-programa-peeces-liderado-por-el-fenoge-y-el-ministerio-de-minas-y-energia/>

Fernyhough, J. (2023, abril 5). Australia Is Quitting Coal in Record Time Thanks to Tesla. *Bloomberg*. [https://www.bloomberg.com/news/features/2023-04-04/how-tesla-tsla-elon-musk-are-helping-australia-quit-coal-power?re\\_source=boa\\_mustread](https://www.bloomberg.com/news/features/2023-04-04/how-tesla-tsla-elon-musk-are-helping-australia-quit-coal-power?re_source=boa_mustread)

Financial Times. (2021). *Oil 'supercycle' predictions divide veteran traders* | *Financial Times*. <https://www.ft.com/content/f87ce114-f437-4c3f-bb73-fa38ca78146b>

Flechas Mejía, L., Arias-Gaviria, J., Rueda, M. A., Pabón Restrepo, G., & Pinzón, Á. D. (2022). *Eliminación Gradual del Carbón en la Generación Eléctrica en Colombia*. Transforma. <https://drive.google.com/file/d/175bG1A5EZMjUyAqarXpSdoUjSYOxHzuk/view>

FMI. (2021). *Climate Change-Fossil Fuel Subsidies*. [Dataset]. <https://www.imf.org/en/Topics/climate-change/energy-subsidies#Energy%20Subsidies>

FMI. (2022). *Climate Change—Fossil Fuel Subsidies*. Fondo Monetario Internacional. <https://www.imf.org/en/Topics/climate-change/energy-subsidies#A%20Global%20Picture%20of%20Energy%20Subsidies>

Foro-Región Central. (2023). *Sector extractivo y transición energética en Colombia. Perspectivas y retos*. Foro Región Central.

Foro-Región Suroccidente. (2021). *Condiciones para el ejercicio de la participación ciudadana en el sector extractivo en Colombia* [Informe presentado a Transparencia por Colombia]. <https://transparenciacolombia.org.co/wp-content/uploads/condiciones-para-la-participacion-ciudadana-en-el-sector-extractivo-en-colombia.pdf>

Fraunhofer ISE. (s/f). *Agri-Photovoltaik—Fraunhofer ISE*. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Recuperado el 13 de abril de 2023, de <https://www.ise.fraunhofer.de/de/leitthemen/integrierte-photovoltaik/agri-photovoltaik-agri-pv.html>

Fraunhofer ISE. (2023). *Large-scale Battery Storage*. Stationary Battery Storage – Stability and Flexibility in the Energy System. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/key-topics/stationary-battery-storage/large-scale-battery-storage.html>

Fundación Redprodepaz. (2017). *Informe Desarrollo De Diálogos Territoriales Minero Energéticos: Análisis y propuestas para mejorar la articulación de las actividades minero energéticas con las dinámicas territoriales del desarrollo sostenible*. Sin publicar.

Furnaro, A., & Yanguas Parra, P. A. (2022). A Global South perspective on stranded regions: Insights from the decline of coal mining in Cesar, Colombia. *Economics of Energy & Environmental Policy*. <https://coaltransitions.org/publications/a-global-south-perspective-on-stranded-regions-insights-from-the-decline-of-coal-mining-in-cesar-colombia/>

Galeano Lemus, J. R. (2022). *Lineamientos para el manejo étnico en los territorios priorizados por la oficina de asuntos ambientales y sociales* [Presentado a FUPAD]. Ministerio de Minas y Energía.

Gamboa-Estrada, F., & Julio-Román, J. M. (2019). The Exchange Rate and Oil Prices in Colombia: A High Frequency Analysis. *Borradores de Economía; No. 1091*. <https://doi.org/10.32468/be.1091>

Gann, G. D., McDonald, T., Walder, B., Aronson, J., Nelson, C. R., Jonson, J., Hallett, J. G., Eisenberg, C., Guariguata, M. R., Liu, J., Hua, F., Echeverría, C., Gonzales, E., Shaw, N., Decler, K., & Dixon, K. W. (2019). International principles and standards for the practice of ecological restoration. Second edition. *Restoration Ecology*, 27(S1). <https://doi.org/10.1111/rec.13035>

García-García, P., Carpintero, Ó., & Buendía, L. (2020). Just energy transitions to low carbon economies: A review of the concept and its effects on labour and income. *Energy Research & Social Science*, 70, 101664. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101664>

Gasnova. (2022). *Informe Anual Del GLP 2022*. Asociación Colombiana del GLP. [https://www.gasnova.co/wp-content/uploads/2022/10/InformeGLP2022\\_OK3.pdf](https://www.gasnova.co/wp-content/uploads/2022/10/InformeGLP2022_OK3.pdf)

GDIAM. (2021). *Propuestas para una minería incluyente en Colombia. Grupo de Diálogo sobre Minería en Colombia* (GDIAM). <https://gdiam.org/wp-content/uploads/2021/09/Cuarta-publicacio%CC%81n-GDIAM-Nacional-2021-1.pdf>

GEM, CREA, E3G, Reclaim Finance, Sierra Club, Solutions for Our Climate, Kiko Network, CAN Europe, Bangladesh Groups, Alliance for Climate Justice & Clean Energy, & Chile Sustentable. (2023). *Boom and Bust Coal 2023: Tracking the Global Coal Plant Pipeline*. Global Energy Monitor. <https://globalenergymonitor.org/report/boom-and-bust-coal-2023/>

GFLAC. (2020). *Índice de Finanzas Sostenibles—Informe de resultados para América Latina y el Caribe, 2020*. [https://www.sustainablefinance4future.org/\\_files/ugd/32948d\\_7bd04be2a8f54e3ea165b1b188d0ec74.pdf](https://www.sustainablefinance4future.org/_files/ugd/32948d_7bd04be2a8f54e3ea165b1b188d0ec74.pdf)

GIZ. (2023). *Estudio técnico de identificación de hubs de hidrógeno verde en Colombia*. Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit.

Global Cooksafe Coalition. (2022). *The Future Of Cooking Is Electric. Why Burning Dangerous Fuels In Our Kitchens Will Become A Thing Of The Past*.

<https://cooksafecoalition.org/wp-content/uploads/2022/11/23098-GCR-Cooksafe-Report-D10.pdf>

Göbel, B., Góngora-Mera, M., & Ulloa, A. (2014). Las interdependencias entre la valorización global de la naturaleza y las desigualdades sociales: Abordajes multidisciplinares. En B. Göbel, M. Góngora-Mera, & A. Ulloa (Eds.), *Extractivismo minero en Colombia y América Latina* (1a ed., pp. 13–46). Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá, Facultad de Ciencias Humanas; Ibero-Amerikanisches Institut.

Gobierno de Colombia. (2020). *NDC actualizada de Colombia.pdf*. Gobierno de Colombia. <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/NDC%20actualizada%20de%20Colombia.pdf>

Gobierno de Colombia. (2021a). *Análisis prospectivo de los instrumentos económicos y financieros en el marco de la Estrategia de largo plazo de Colombia para la carbono neutralidad y la adaptación E2050* (p. 311). <https://e2050colombia.com/wp-content/uploads/estudios/EstudioHAnalisisProctectivoDeLosInstrumentosEconomicosYFinancieros.pdf>

Gobierno de Colombia. (2021b). *Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París*. Gobierno de Colombia. <https://carbononeutral.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/06/E2050-.pdf>

Gómez, A. (2023, junio). *Declinación de nuevos descubrimientos de petróleo ¿Debemos seguir invirtiendo en exploración de hidrocarburos?* Consejo Permanente de Transición Energética Justa en Colombia (Cptej). <https://shorturl.at/kpLY4>

Gómez Sabaini, J. C., Jiménez, J. P., & Morán, D. (2015). *El impacto fiscal de la explotación de los recursos naturales no renovables en los países de América Latina y el Caribe*. <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/38235>

González Gutiérrez, M. (2021). *La Transición Energética Sostenible: Caso Qatar*. Universidad Europea. <https://titula.universidadeuropea.com/bitstream/handle/20.500.12880/405/GonzalezMario.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

González, M., Martínez, B., Mejía, E., Pérez, K., & Reales, Y. (2023, marzo 31). *Los wayuu lloran por Jepirra ante la llegada de un posible parque eólico*. Consejo de Redacción. <http://www.consejoderedaccion.org/sello-cdr/investigacion/los-wayuu-lloran-por-jepirra-ante-la-llegada-de-un-posible-parque-eolico>

Gudynas, E. (2013). Extracciones, extractivismos y extrahecciones—Un marco conceptual sobre la apropiación de recursos naturales. *Observatorio del Desarrollo*, 18.

Gudynas, E. (2015a). *Extractivismos: Ecología, economía y política de un modo de entender el desarrollo y la naturaleza* (Primera edición). CEDIB, Centro de Documentación e Información Bolivia.

Gudynas, E. (2015b). *Extractivismos: Ecología, economía y política de un modo de entender el desarrollo y la naturaleza* (Primera edición). CEDIB, Centro de Documentación e Información Bolivia.

Gudynas, E. (2017). “Neo-extractivismo y crisis civilizatoria”. En *América Latina: Avanzando hacia la construcción de alternativas* (pp. 29–54). BASE IS. <http://gudynas.com/wp-content/uploads/GudynasExtractivismosConceptosPy2017.pdf>

Gudynas, E. (2021). *Extractivisms: Politics, economy and ecology*.

Guerra López, C. M. (2023). Proyectos de energía renovable en el territorio indígena wayuu. Una relación desconectada. *Revista de Derecho*, 59, Article 59. <https://rcientificas.uninorte.edu.co/index.php/derecho/article/view/15596>

Gutiérrez Ríos, F. (Ed.). (2018). *Soberanía energética: Propuestas y debates desde el campo popular*. Ediciones del Jinete Insomne.

Gutierrez Rodriguez, J. D. (2015). *Desarrollo de proveedores locales en el sector extractivo colombiano: Cuellos de botella, factores de éxito e implicaciones de política pública / Opera*. <https://revistas.uexternado.edu.co/index.php/opera/article/view/4419>

Guzman, L., & Henao, A. (2022). Are the current incentives sufficient to drive the use of solar PV in the Colombian residential sector? - An analysis from the perspective of the game theory. *Energy Strategy Reviews*, 40, 100816. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100816>

Halperin Donghi, T. (1998). *Historia contemporánea de América Latina*. Alianza. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/libro?codigo=38275>

Hand, E. (2023). Hidden Hydrogen—Does Earth hold vast stores of a renewable, carbon-free fuel? *Science*, 379(6633). <https://www.science.org/content/article/hidden-hydrogen-earth-may-hold-vast-stores-renewable-carbon-free-fuel>

Harby, A., Schäffer, L. E., Bockenbauer, S., Botterud, A., Christensen, T. H., Middleton, L., Nielsen, N., Somani, A., Tavarez, G., & Østlie, C. (2019). *Flexible hydropower -providing value to -renewable energy -integration*. 1. [https://www.ieahydro.org/media/51145259/IEAHydroTCP\\_AnnexIX\\_White%20Paper\\_Oct2019.pdf](https://www.ieahydro.org/media/51145259/IEAHydroTCP_AnnexIX_White%20Paper_Oct2019.pdf)

Hauenstein, C. (2023). Stranded assets and early closures in global coal mining under 1.5 ° C. *Environmental Research Letters*, 18(2), 024021. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/acb0e5>

Heffron, R. J., & McCauley, D. (2017). The concept of energy justice across the disciplines. *Energy Policy*, 105, 658–667. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.03.018>

Henao, F., & Dyer, 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>

Henao, F., Rodriguez, Y., Viteri, J. P., & Dyer, I. (2019). Optimising the insertion of renewables in the Colombian power sector. *Renewable Energy*, 132, 81–92. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.099>

Hernández Reyes, C. E. (2019). Black Women’s Struggles against Extractivism, Land Dispossession, and Marginalization in Colombia. *Latin American Perspectives*, 46(2), 217–234. <https://doi.org/10.1177/0094582X19828758>

Hickel, J., Dorninger, C., Wieland, H., & Suwandi, I. (2022). Imperialist appropriation in the world economy: Drain from the global South through unequal exchange. *Global Environmental Change*, 73, 102467. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2022.102467>

Hitaveita Suðurnesja hf. (2003). *Maintenance history of surface pipes and plants – case history of the Svartsengi geothermal plant*. <https://orkustofnun.is/gogn/unu-gtp-report/UNU-GTP-2003-01-15.pdf>

Howarth, R. W., & Jacobson, M. Z. (2021). How green is blue hydrogen? *Energy Science & Engineering*, 9(10), 1676–1687. <https://doi.org/10.1002/ese3.956>

Huxham, M., & Anwar, M. (2023). *Understanding the impact of a low carbon transition on Colombia*. Centro de Finanzas Sostenibles - Universidad de los Andes; Willis, Towers Watson.

IDEAM. (2020). *Informe del Estado de la Calidad del Aire en Colombia 2019*. <http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023898/023898.pdf>

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. <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/BUR3%20-%20COLOMBIA.pdf>

IEA. (2017). *Technology Roadmap: Delivering Sustainable Bioenergy*. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/9ad8a5a5-34d0-4d40-b533-a8911cbe05af/Technology\\_Roadmap\\_Delivering\\_Sustainable\\_Bioenergy.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9ad8a5a5-34d0-4d40-b533-a8911cbe05af/Technology_Roadmap_Delivering_Sustainable_Bioenergy.pdf)

IEA. (2019). *The Future of Rail Opportunities for energy and the environment* [Technology report]. International Energy Agency. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/fb7dc9e4-d5ff-4a22-ac07-ef3ca73ac680/The\\_Future\\_of\\_Rail.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/fb7dc9e4-d5ff-4a22-ac07-ef3ca73ac680/The_Future_of_Rail.pdf)

IEA. (2020a). *Iron and Steel Technology Roadmap—Towards more sustainable steelmaking*. International Energy Agency. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/eb0c8ec1-3665-4959-97d0-187ceca189a8/Iron\\_and\\_Steel\\_Technology\\_Roadmap.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/eb0c8ec1-3665-4959-97d0-187ceca189a8/Iron_and_Steel_Technology_Roadmap.pdf)

IEA. (2020b). *World Energy Outlook 2020*. International Energy Agency. <https://doi.org/10.1787/weo-2018-en>

IEA. (2021a). *Global Hydrogen Review 2021*. International Energy Agency. <https://tinyurl.com/4vjc5mkr>

IEA. (2021b). *Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector*. International Energy Agency.

IEA. (2021c). *World natural gas demand by region, 1973-2020*. Charts – Data & Statistics. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/world-natural-gas-demand-by-region-1973-2020>

IEA. (2022a). *Carbon Capture, Utilisation and Storage*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/carbon-capture-utilisation-and-storage-2>

IEA. (2022b). *Coal 2022*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/coal-2022/executive-summary>

IEA. (2022c). *Coal in Net Zero Transitions—Strategies for rapid, secure and people-centred change* [World Energy Outlook Special Report]. International Energy Agency. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4192696b-6518-4cfc-bb34-acc9312bf4b2/CoalinNetZeroTransitions.pdf>

IEA. (2022d). *Electrolysers* [Technology Deep Dive]. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/electrolysers>

IEA. (2022e). *Energy Efficiency 2022*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2022>

IEA. (2022f). *Energy Statistics Data Browser*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser>

IEA. (2022g). *Final Consumption*. Key World Energy Statistics. <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021/final-consumption>

IEA. (2022h). *Global EV Outlook 2022—Securing supplies for an electric future*. International Energy Agency. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ad8fb04c-4f75-42fc-973a-6e54c8a4449a/GlobalElectricVehicleOutlook2022.pdf>

IEA. (2022i). *Greenhouse gas emissions from energy highlights*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/greenhouse-gas-emissions-from-energy-highlights#highlights>

IEA. (2022j). *Grid-Scale Storage* (Infrastructure Deep Dive). International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/grid-scale-storage>

IEA. (2022k). *Hydrogen*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/hydrogen>

IEA. (2022l). *The Future of Heat Pumps*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4713780d-c0ae-4686-8c9b-29e782452695/TheFutureofHeatPumps.pdf>

IEA. (2022m). *World Energy Outlook*. International Energy Agency. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>

IEA. (2022n, junio 30). *Nuclear Power and Secure Energy Transitions – Analysis*. IEA. <https://www.iea.org/reports/nuclear-power-and-secure-energy-transitions>

IEA. (2023a). *Bioenergy*. Fuels and Technologies. <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/bioenergy>

IEA. (2023b). *Coal 2023—Analysis and forecast to 2026*. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/a72a7ffa-c5f2-4ed8-a2bf-eb035931d95c/Coal\\_2023.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/a72a7ffa-c5f2-4ed8-a2bf-eb035931d95c/Coal_2023.pdf)

IEA. (2023c). *Europe's energy crisis: Understanding the drivers of the fall in electricity demand*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/commentaries/europe-s-energy-crisis-understanding-the-drivers-of-the-fall-in-electricity-demand>

IEA. (2023d). *Gas Market Report, Q2-2023*. International Energy Agency. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6f2f0dcc-72af-4c01-bcc7-fbfe690ab521/GasMarketReportQ22023.pdf>

IEA. (2023e). *Global EV Outlook 2023*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>

IEA. (2023f). *Oil 2023: Analysis and forecast to 2028*. International Energy Agency. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/cc7fd38f-3d68-4796-a958-8dfa3f3ef4a6/Oil2023.pdf>

IEA. (2023g). *Oil Market Report. April 2023*. IEA. <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-april-2023>

IEA. (2023h). *Oil Market Report—January 2023* (Oil Market Reports). International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-january-2023>

IEA. (2023i). *Renewable Market Update—Outlook for 2023 and 2024*. International Energy Agency. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/67ff3040-dc78-4255-a3d4-b1e5b2be41c8/RenewableEnergyMarketUpdate\\_June2023.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/67ff3040-dc78-4255-a3d4-b1e5b2be41c8/RenewableEnergyMarketUpdate_June2023.pdf)

IEA. (2023j). *World Energy Investment 2023*. International Energy Agency. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/8834d3af-af60-4df0-9643-72e2684f7221/WorldEnergyInvestment2023.pdf>

IEA. (2023k, octubre 24). *World Energy Outlook 2023 – Analysis*. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>

IEA Bioenergy. (2022). Chapter 5: Reaping the multiple benefits of bioenergy. En *Bioenergy Review 2023: How bioenergy contributes to a sustainable future*. <https://www.ieabioenergyreview.org/reaping-the-multiple-benefits-of-bioenergy/>

IISD. (2022). *Navigating Energy Transitions—Mapping the road to 1.5°C*. International Institute for Sustainable Development. <https://www.iisd.org/system/files/2022-10/navigating-energy-transitions-mapping-road-to-1.5.pdf>

IMF. (2022). *Una Crisis Tras Otra*. Fondo Monetario Internacional. <https://www.imf.org/external/pubs/ft/ar/2022/downloads/imf-annual-report-2022-spanish.pdf>

Infante-Amate, J., Mesa, A. U., & Aragay, E. T. (2020). Las venas abiertas de América Latina en la era del Antropoceno: Un estudio biofísico del comercio exterior (1900-2016). *Diálogos. Revista Electrónica de Historia*, 21(2), Article 2. <https://doi.org/10.15517/dre.v21i2.39736>

Investing.com. (2023, julio 12). *Rotterdam Coal Futures Historical Prices*. Investing.Com. <https://www.investing.com/commodities/rotterdam-coal-futures-historical-data>

IPBES. (2022). *Summary for policymakers of the methodological assessment of the diverse values and valuation of nature of the Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services (IPBES)* (p. 37). Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.6813144>

IPCC. (2000). *Summary for Policymakers. Special Report on Land Use, Land-Use Change and Forestry*. <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srl-en-1.pdf>

IPCC. (2018). *IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5°C - Summary for policy makers* (p. 33).

IPCC. (2019). *Calentamiento 1,5 grados. Informe Especial*.  
[https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/09/IPCC-Special-Report-1.5-SPM\\_es.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/09/IPCC-Special-Report-1.5-SPM_es.pdf)

IPCC. (2019). *Climate Change and Land: An IPCC special report on climate change, desertification, land degradation, sustainable land management, food security, and greenhouse gas fluxes in terrestrial ecosystems*.  
<https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2019/11/SRCCL-Full-Report-Compiled-191128.pdf>

IPCC. (2021). *The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (Climate Change 2021) [Summary for Policymaker]*. IPCC.  
[https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC\\_AR6\\_WGI\\_SPM\\_final.pdf](https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_SPM_final.pdf)

IPCC. (2022a). *Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability—Summary for Policymakers (6; Assessment Report)*. Intergovernmental Panel on Climate Change.  
[https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg2/downloads/report/IPCC\\_AR6\\_WGII\\_SummaryForPolicymakers.pdf](https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg2/downloads/report/IPCC_AR6_WGII_SummaryForPolicymakers.pdf)

IPCC. (2022b). *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (P. R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, & J. Malley, Eds.). Cambridge University Press.

IPCC. (2023). *Urgent climate action can secure a liveable future for all* [IPCC Press Release]. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/resources/press>

IPSE. (2022). *Informe de Empalme entre Gobiernos Nacionales*.  
[https://ipse.gov.co/documento\\_planeacion/documento/informes\\_de\\_empalme/gobiernos\\_nacionales\\_2022/Informe%20de%20Empalme%20-%20Versio%CC%81n%20Final%20-%208%20de%20Julio.pdf](https://ipse.gov.co/documento_planeacion/documento/informes_de_empalme/gobiernos_nacionales_2022/Informe%20de%20Empalme%20-%20Versio%CC%81n%20Final%20-%208%20de%20Julio.pdf)

IPSE. (2023a). *Caracterización Energética de las ZNI – IPSE-CNM*.  
<https://ipse.gov.co/cnm/caracterizacion-de-las-zni/>

IPSE. (2023b, enero). *Boletín de Datos IPSE Enero 2023*.  
<https://ipse.gov.co/blog/2023/01/30/boletin-de-datos-ipse-enero-2023/>

IRENA. (2017). *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*. International Renewable Energy Agency. [/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017.pdf?rev=a264707cb8034a52b6f6123d5f1b1148](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf?rev=a264707cb8034a52b6f6123d5f1b1148)

IRENA. (2018a). *Evaluación de la flexibilidad del sistema eléctrico de Colombia CASO DE ESTUDIO DE LA HERRAMIENTA FLEXTOOL DE IRENA* [Caso de estudio]. International Renewable Energy Agency. <https://ser-colombia.org/wp-content/uploads/2020/09/Evaluaci%C3%B3n-de-la-flexibilidad-del-sistema-el%C3%A9ctrico-de-Colombia.pdf>

IRENA. (2018b). *Renewable Power Generation Costs in 2017*. International Renewable Energy Agency.

IRENA. (2019a). *Renewable energy statistics 2019*. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2019/Jul/Renewable-energy-statistics-2019>

IRENA. (2019b, julio 2). *Renewable energy statistics 2019*. <https://www.irena.org/publications/2019/Jul/Renewable-energy-statistics-2019>

IRENA. (2020a). *Innovation Outlook: Ocean Energy Technologies*. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Innovation-Outlook-Ocean-Energy-Technologies>

IRENA. (2020b). *Renewable Capacity Statistics 2020*. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2020/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2020>

IRENA. (2021). *Perspectivas de la Transición Energética Mundial—Camino a 1.5°C*. International Renewable Energy Agency. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA\\_WETO\\_Summary\\_2021\\_ES.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_WETO_Summary_2021_ES.pdf)

IRENA. (2022a). *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor*. International Renewable Energy Agency. <https://shorturl.at/couw4>

IRENA. (2022b). *Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Part II - Technology Review of Hydrogen Carriers*. International Renewable Energy Agency. <https://rb.gy/3fe9l>

IRENA. (2022c). *Renewable capacity highlights*. International Renewable Energy Agency. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA\\_RE\\_Capacity\\_Highlights\\_2022.pdf?la=en&hash=6122BF5666A36BECD5AAA2050B011ECE255B3BC7](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_RE_Capacity_Highlights_2022.pdf?la=en&hash=6122BF5666A36BECD5AAA2050B011ECE255B3BC7)

IRENA. (2022d). *Renewable Power Generation Costs 2021*. International Renewable Energy Agency. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2021.pdf?rev=34c22a4b244d434da0accde7de7c73d8](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021.pdf?rev=34c22a4b244d434da0accde7de7c73d8)

IRENA. (2022e). *World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway*. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2022/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2022>

IRENA. (2023a). *The Changing Role of Hydropower: Opportunities and Challenges*. International Renewable Energy Agency. <https://tinyurl.com/3k7f2y>

IRENA. (2023b, marzo 25). *Renewable Energy Technologies*. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Technologies>

IRENA & IGA. (2023). *Global Geothermal Market And Technology Assessment*. International Renewable Energy Agency; International Geothermal Association. <https://shorturl.at/xCN25>

IRENA, Taibi, E., Nikolakakis, T., & Gutierrez, L. (2018). Flexibilidad del sistema eléctrico para la transición energética Parte II: Metodología de la herramienta FlexTool de IRENA. En *Irena*.

IRENA y OEE. (2023). *Scaling up investments in ocean energy technologies*. International Renewable Energy Agency. <https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn->

endpoint.azureedge.net/-

/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Mar/IRENA\_OEE\_Scaling\_up\_investment\_ocean\_energy\_2023.pdf?rev=8743c0e4f40f443fa8f4d1d0aebc1184

Jacobson, M. Z., von Krauland, A.-K., Coughlin, S. J., Dukas, E., Nelson, A. J. H., Palmer, F. C., & Rasmussen, K. R. (2022). Low-cost solutions to global warming, air pollution, and energy insecurity for 145 countries. *Energy & Environmental Science*, 15(8), 3343–3359. <https://doi.org/10.1039/D2EE00722C>

Jaramillo Arroyave, S. (2023). *Morrosquillo: Historia del agua, la vida y el crudo derramado*. CENSAT AGUA VIVA. <https://censat.org/morrosquillo-historia-del-agua-la-vida-y-el-crudo-derramado/>

Jaramillo-Echeverri, J., Meisel-Roca, A., & Ramírez-Giraldo, M. T. (2016). *La Gran Depresión en Colombia: Un estímulo a la industrialización, 1930-1953*. Banco de la República. <https://doi.org/10.32468/chee.39>

Johnston, S., McGlynn, J., Prado, V. R., & Williams, J. (2021). *Ocean Energy in the Caribbean: Technology Review, Potential Resource and Project Locational Guidance*. Inter-American Development Bank. <https://doi.org/10.18235/0003783>

Kalmanovitz, S. (2015). *Breve historia económica de Colombia / Salomón Kalmanovitz*. Utadeo. [https://www.utadeo.edu.co/files/node/publication/field\\_attached\\_file/pdf\\_breve\\_historia\\_economica\\_de\\_colombia\\_ultimo\\_-\\_24-11-15.pdf](https://www.utadeo.edu.co/files/node/publication/field_attached_file/pdf_breve_historia_economica_de_colombia_ultimo_-_24-11-15.pdf)

Kay, C. (2002). Why East Asia overtook Latin America: Agrarian reform, industrialisation and development. *Third World Quarterly*, 23(6), 1073–1102. <https://doi.org/10.1080/0143659022000036649>

Kemfert, C., Präger, F., Braunger, I., Hoffart, F. M., & Brauers, H. (2022). The expansion of natural gas infrastructure puts energy transitions at risk. *Nature Energy*, 7(7), 582–587. <https://doi.org/10.1038/s41560-022-01060-3>

King, J. E. (2010). Kaldor and the Kaldorians. *Chapters*. [https://ideas.repec.org/h/elg/eechap/12814\\_7.html](https://ideas.repec.org/h/elg/eechap/12814_7.html)

Laverde, M. N. (2014). Análisis económico-político de la balanza de pagos de Colombia (1994-2013). *Revista Finanzas y Política Económica*, 6(2), Article 2. <https://doi.org/10.14718/revfinanzpolitecon.2014.6.2.7>

Lebdioui, A. (2022). The political economy of moving up in global value chains: How Malaysia added value to its natural resources through industrial policy. *Review of International Political Economy*, 29(3), 870–903. <https://doi.org/10.1080/09692290.2020.1844271>

León Rodríguez, N. (2012). *CRISIS, REPRIMARIZACIÓN Y TERRITORIO EN ECONOMÍAS EMERGENTES: CASO COLOMBIA*. [http://www3.udg.edu/publicacions/vell/electroniques/Crisis\\_economica\\_e\\_impactos\\_territorial/es/2/2\\_1\\_LEON\\_RODRIGUEZ.pdf](http://www3.udg.edu/publicacions/vell/electroniques/Crisis_economica_e_impactos_territorial/es/2/2_1_LEON_RODRIGUEZ.pdf)

Liebreich. (2021, agosto 15). The Clean Hydrogen Ladder – Now Updated to v4.1. *Liebreich*. <https://www.liebreich.com/the-clean-hydrogen-ladder-now-updated-to-v4-1/>

Liebreich, M. (2022, diciembre 12). *The Unbearable Lightness of Hydrogen* [Bloomberg New Energy Finance]. <https://about.bnef.com/blog/liebreich-the-unbearable-lightness-of-hydrogen/>

Liebreich, M. (2023, abril 26). The Next Half-Trillion-Dollar Market – Electrification of Heat. *BloombergNEF*. <https://shorturl.at/sBGKM>

Liu, X., Reddi, K., Elgowainy, A., Lohse-Busch, H., Wang, M., & Rustagi, N. (2020). Comparison of well-to-wheels energy use and emissions of a hydrogen fuel cell electric vehicle relative to a conventional gasoline-powered internal combustion engine vehicle. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(1), 972–983. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.10.192>

Llopis Trillo, G., & Rodrigo Angulo, V. (2008). *Guía de la Energía Geotérmica*. Fundación de la Energía - Comunidad de Madrid. <https://www.fenercom.com/wp-content/uploads/2008/01/Guia-de-la-Energia-Geotermica-fenercom-2008.pdf>

López, E., Montes, E., Garavito, A., & Collazos, M. M. (2012). La economía petrolera en Colombia ( Parte I ) Marco legal—Contractual y principales eslabones de la cadena de. *Borradores de Economía*, 692(Parte I), 102.

López, E., Montes, E., Garavito, A., & Collazos, M. M. (2013). La Economía Petrolera en Colombia (Parte II) Relaciones Intersectoriales e importancia en la economía nacional. *Borradores de Economía*, 748(Parte II), 57.

López González, M., Torres Gomez, E. E., & Giraldo González, S. (2016). The evolution of Colombian industry in the context of the energy-mining boom: Symptoms of the dutch disease? *Cuadernos de Economía*, 35(68), 475–790. <https://doi.org/10.15446/cuad.econ.v35n68.54255>

Lynas, M., Houlton, B. Z., & Perry, S. (2021). Greater than 99% consensus on human caused climate change in the peer-reviewed scientific literature. *Environmental Research Letters*, 16(11), 114005. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac2966>

MADS. (2021, abril 14). *Aumento en la mezcla de biodiésel ayuda a mejorar la calidad del aire: Minambiente*. <https://www.minambiente.gov.co/asuntos-ambientales-sectorial-y-urbana/aumento-en-la-mezcla-de-biodiesel-ayuda-a-mejorar-la-calidad-del-aire-minambiente/>

Manley, D., & Heller, P. R. P. (2021). *Risky Bet: National Oil Companies in the Energy Transition*. NRG1. <https://resourcegovernance.org/sites/default/files/documents/risky-bet-national-oil-companies-in-the-energy-transition.pdf>

Mansilla. (2011). *Integración Energética y Recursos Naturales en América Latina* [Text]. <https://www.centrocultural.coop/revista/11/integracion-energetica-y-recursos-naturales-en-america-latina>

Márquez-Aldana, Y. (2010). Crecimiento restringido por balanza de pagos en Brasil (1963-2005). *Revista Cuadernos de Economía*. <https://ideas.repec.org/a/col/000093/007331.html>

Martín Murillo, L. (2017). La necesidad de cambio en el sistema energético español. *Revista de Obras Públicas: Organo profesional de los ingenieros de caminos, canales y puertos*, 3584, 26–31.

Martínez Alier, J. (2019). Environmental Justice. En A. Kothari, A. Salleh, A. Escobar, F. Demaria, & A. Acosta (Eds.), *Pluriverse: A post-development dictionary* (pp. 182–185). Tulika Books and Authorsupfront.

Martínez, V., & Castillo, O. L. (2016). The political ecology of hydropower: Social justice and conflict in Colombian hydroelectricity development. *Energy Research & Social Science*, 22, 69–78. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.08.023>

Martínez, V., & Castillo, O. L. (2019). Colombian energy planning—Neither for energy, nor for Colombia. *Energy Policy*, 129, 1132–1142. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.03.025>

Mazzella, F. (2017, noviembre 3). Avanza la interconexión energética entre Colombia y Panamá. *Conexión Intal*. <https://conexionintal.iadb.org/2017/11/03/avanza-la-interconexion-colombia-panama/>

McKinsey & Company. (2022). *The CHIPS and Science Act: Here's what's in it*. McKinsey and Company. <https://www.mckinsey.com/industries/public-and-social-sector/our-insights/the-chips-and-science-act-heres-whats-in-it>

Metz, B., & IPCC (Eds.). (2005). *IPCC special report on carbon dioxide capture and storage*. Cambridge University Press, for the Intergovernmental Panel on Climate Change.

MHCP. (2018). *Marco Fiscal de Mediano Plazo 2018*. Ministerio de Hacienda y Crédito Público. <https://tinyurl.com/y8h8a89n>

MHCP. (2021). *Marco fiscal de mediano plazo 2021*. MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO. [https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC\\_CLUSTER-165808%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased](https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_CLUSTER-165808%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased)

MHCP. (2022). *Marco Fiscal de Mediano Plazo 2022*. Ministerio de Hacienda y Crédito Público. [https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=/ConexionContent/WCC\\_CLUSTER-196979](https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=/ConexionContent/WCC_CLUSTER-196979)

MHCP. (2023). *Balance Gobierno Nacional Central*. Ministerio de Hacienda y Crédito Público. [https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/portal/EntidadesFinancieras/pages\\_EntidadesFinancieras/PoliticaFiscal/bgg/balancefiscalgobiernocentral](https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/portal/EntidadesFinancieras/pages_EntidadesFinancieras/PoliticaFiscal/bgg/balancefiscalgobiernocentral)

Minambiente. (2019). *Distritos térmicos en Colombia*. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. <https://www.distritoenergetico.com/prueba/publicaciones/>

Minambiente & PNUD. (2021). *Guía para la integración de enfoque de género en proyectos, programas, planes y políticas para la gestión del cambio climático. Sector Minero energético*. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible; Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). [https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/10/Guia-MINERO-ENERGETIO\\_sv.pdf](https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/10/Guia-MINERO-ENERGETIO_sv.pdf)

Minenergía. (s/f). *Funcionamiento del sector. ¿Cómo está integrado el sector eléctrico?* Recuperado el 12 de julio de 2023, de <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/energia-electrica-2/funcionamiento-del-sector/>

Minenergía. (2018). *Plan Integral De Gestión Del Cambio Climático Del Sector Minero Energético 2050*. Ministerio de Minas y Energía. [https://www.minenergia.gov.co/documents/6393/PIGCCme\\_2050\\_vf.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/6393/PIGCCme_2050_vf.pdf)

Minenergía. (2019). *Resolución 40725 de 2019*. Ministerio de Minas y Energía. [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_minminas\\_40725\\_2019.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40725_2019.htm)

Minenergía. (2020). *Lineamientos de Género para el Sector Minero Energético*. Ministerio de Minas y Energía. <https://www.minenergia.gov.co/documents/5800/Lineamientos-de-pol%C3%ADtica-p%C3%ABblica-con-enfoque-de-g%C3%A9nero-del-sector-minero-energ%C3%A9tico.pdf>

Minenergía. (2021a). *Hoja de ruta del hidrogeno en Colombia*. Ministerio de Minas y Energía. <https://www.minenergia.gov.co/es/micrositios/enlace-ruta-hidrogeno/>

Minenergía. (2021b). *Política de Gestión del Riesgo de Desastres del sector minero-energético*. Ministerio de Minas y Energía. [https://www.minenergia.gov.co/documents/9294/3.\\_Pol%C3%ADtica\\_de\\_Gesti%C3%B3n\\_d\\_el\\_Riesgo\\_de\\_Desastres\\_del\\_SME.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/9294/3._Pol%C3%ADtica_de_Gesti%C3%B3n_d_el_Riesgo_de_Desastres_del_SME.pdf)

Minenergía. (2021c). *Transición energética: Un legado para el presente y el futuro de Colombia*. Ministerio de Minas y Energía. <https://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=EZSHARE-1868633671-3>

Minenergía. (2022a). *Estadísticas Gas Combustible*. <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/estad%C3%ADsticas-gas-combustible/>

Minenergía. (2022b). *Estrategia de Desarrollo y Relacionamento Territorial del Sector Minero-Energético*. Ministerio de Minas y Energía - Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales. <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/gesti%C3%B3n-social-y-ambiental/estrategia-de-desarrollo-y-relacionamento-territorial/>

Minenergía. (2022c). *Hoja de ruta energía eólica costa afuera en Colombia*. Ministerio de Minas y Energía. <https://shorturl.at/hwHKP>

Minenergía. (2022d). *Presentación—Comisión Quinta Constitucional Cámara de Representantes—Tarifas de energía*.

Minenergía. (2023a). *Datos del sector Minero Energético colombiano*. <https://www.integrame.gov.co/>

Minenergía. (2023b). *SICOM - Boletín Estadístico*. Ministerio de Minas y Energía. <https://www.sicom.gov.co/index.php/boletin-estadistico>

Minenergía. (2024). *Costo Unitario de Energía Eléctrica* [Intégrame]. <https://www.integrame.gov.co/tablero/costo-unitario-de-energia-electrica/>

Minenergía. (sin publicar). *Lineamientos para la Estrategia de Relacionamento Territorial del sector minero energético*.

Minenergía, & ANH. (2022). *Balance de contratos de hidrocarburos y recursos disponibles para la Transición Energética Justa*. Ministerio de Minas y Energía - Agencia Nacional de Hidrocarburos. [https://minenergia.gov.co/documents/9628/DIAGNOSTICO\\_GENERAL\\_DE\\_CONTRATOS\\_DE\\_HIDROCARBUROS\\_2022.pdf](https://minenergia.gov.co/documents/9628/DIAGNOSTICO_GENERAL_DE_CONTRATOS_DE_HIDROCARBUROS_2022.pdf)

Minenergía & BID. (2021). *Estudio Sectorial de Equidad de Género para el sector minero-energético*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Estudio-sectorial-de-equidad-de-genero-para-el-sector-Minero---Energetico.pdf>

MinSuS. (2023). Proyecto MinSus. MINSUS. <https://minsus.net/proyecto-minsus/>

Misas Arango, G. (2019). *Regímenes de acumulación y modos de regulación: Colombia 1910-2010* (1a ed.). Universidad Nacional de Colombia.

Misión de Sabios. (2020). *Transición Energética, Productividad y Sostenibilidad—Foco de energías sostenibles* (Vol. 10). Vicepresidencia de la República de Colombia; Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación. [https://accefyn.org.co/2021/pub-m-sabios/Coleccion/V10-Transici%C3%B3n-energ%C3%A9tica-productividad-sostenibilidad\\_c.pdf](https://accefyn.org.co/2021/pub-m-sabios/Coleccion/V10-Transici%C3%B3n-energ%C3%A9tica-productividad-sostenibilidad_c.pdf)

Moscatelli, M. C., Marabottini, R., Massaccesi, L., & Marinari, S. (2022). Soil properties changes after seven years of ground mounted photovoltaic panels in Central Italy coastal area. *Geoderma Regional*, 29, e00500. <https://doi.org/10.1016/j.geodrs.2022.e00500>

Muradian, R., Walter, M., & Martinez-Alier, J. (2012). Hegemonic transitions and global shifts in social metabolism: Implications for resource-rich countries. Introduction to the special section. *Global Environmental Change*, 22(3), 559–567. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2012.03.004>

Nahuat Uc, E. (2007). *La evolución del ejido en México*. <http://rhisbi.uqroo.mx/handle/20.500.12249/1457>

National Academy of Science. (2021). *Climate Stabilization Targets. Emissions, Concentrations, and Impacts over Decades to Millennia*.

ND\_GAIN. (2020). *Rankings // Notre Dame Global Adaptation Initiative // University of Notre Dame*. Notre Dame Global Adaptation Initiative. <https://gain.nd.edu/our-work/country-index/rankings/>

Negrete Montes, R. E. (2018). Competencia municipal para la prohibición de actividades mineras y de hidrocarburos. *Ideas Verdes*, 2. [https://co.boell.org/sites/default/files/20180205\\_ideasverdes\\_no2\\_completo\\_web.pdf](https://co.boell.org/sites/default/files/20180205_ideasverdes_no2_completo_web.pdf)

Neva, N., & Prada, R. (2019). *Índice de informalidad. Indicador de informalidad en la tenencia de la tierra en Colombia vigencia 2019*. UPRA. [https://www.upra.gov.co/documents/10184/104284/01\\_informalidad\\_tenencias\\_tierras](https://www.upra.gov.co/documents/10184/104284/01_informalidad_tenencias_tierras)

NRGI. (2021). *Minerales estratégicos, cadenas de suministro y desafíos de gobernanza en los Andes (ciclo de capacitación)*. Natural Resource Governance Institute. <https://resourcegovernance.org/minerales-estrategicos-cadenas-de-suministro-y-desafios-de-gobernanza-en-los-andes>

Nybo, T. (2021, noviembre 10). *Expert Opinion: Avoiding carbon tunnel vision*. Environment Analyst Global. <https://environment-analyst.com/107463/expert-opinion-avoiding-carbon-tunnel-vision>

Ocampo, J. A. (2016a). Balance-of-Payments Dominance: Implications for Macroeconomic Policy. En M. Damill, M. Rapetti, & G. Rozenwurcel (Eds.), *Macroeconomics*

*and Development: Roberto Frenkel and the Economics of Latin America* (p. 0). Columbia University Press. <https://doi.org/10.7312/columbia/9780231175081.003.0010>

Ocampo, J. A. (2016b). Balance-of-Payments Dominance: Implications for Macroeconomic Policy. En *Macroeconomics and Development*. Columbia University Press. <https://doi.org/10.7312/columbia/9780231175081.003.0010>

Ocampo, J. A. (2020). Industrial Policy, Macroeconomics, and Structural Change. En A. Oqubay, C. Cramer, H.-J. Chang, & R. Kozul-Wright (Eds.), *The Oxford Handbook of Industrial Policy* (pp. 61–92). Oxford University Press. <https://doi.org/10.1093/oxfordhb/9780198862420.013.3>

Ocampo, J. A., & Valdés Valencia, M. F. (2022). *Políticas de desarrollo productivo: Una agenda para el futuro* (Primera edición). Friedrich-Ebert-Stiftung Colombia, FESCOL.

ODEVIDA. (2022). *Boletín # 6—Escazú y la violencia contra liderazgos ambientales en Colombia y Perú*. Equipo de comunicaciones de Pares. [https://e7c20b27-21c2-4f2b-9c38-a1a16422794e.usrfiles.com/ugd/e7c20b\\_99f9ee849f264c28b874d25da089bd5d.pdf](https://e7c20b27-21c2-4f2b-9c38-a1a16422794e.usrfiles.com/ugd/e7c20b_99f9ee849f264c28b874d25da089bd5d.pdf)

OECD. (2021). *Where does Colombia export oil to?* Observatory for Economic Complexity. [https://oec.world/en/visualize/tree\\_map/hs92/export/col/show/52709/2021/](https://oec.world/en/visualize/tree_map/hs92/export/col/show/52709/2021/)

Oei, P.-Y., & Mendelevitch, R. (2018). Prospects for steam coal exporters in the era of climate policies: A case study of Colombia. *Climate Policy*, 1–19. <https://doi.org/10.1080/14693062.2018.1449094>

OIT. (2015). *Directrices de política para una transición justa hacia economías y sociedades ambientalmente sostenibles para todos*. OIT. [https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/@ed\\_emp/@emp\\_ent/documents/publication/wcms\\_432865.pdf](https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/@ed_emp/@emp_ent/documents/publication/wcms_432865.pdf)

OIT, & Comisión Europea. (2023). *Empleos verdes, una oportunidad para las mujeres en América Latina*. Organización Internacional del Trabajo y Comisión Europea, Dirección General de Asociaciones Internacionales. [https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---americas/---ro-lima/documents/publication/wcms\\_870970.pdf](https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---americas/---ro-lima/documents/publication/wcms_870970.pdf)

Ojeda, D. (2022). Reproducción social, despojo y el funcionamiento generizado del extractivismo agrario en Colombia. En B. McKay, A. Alonso-Fradejas, & A. Ezquerro-Cañete (Eds.), *Extractivismo agrario en América Latina* (1a ed, pp. 163–188). University of Calgary.

Olade. (2015). *FIER: Una década promoviendo la integración*. <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/hm000124.pdf>

Olade. (2020). *Panorama Energético de América Latina y el Caribe*. Organización Latinoamericana de energía. <https://sielac.olade.org/WebForms/Reportes/VisorDocumentos.aspx?or=453&documentid=10000012>

OLADE. (2023). *Estrategia para una América Latina y el Caribe más renovable*. Organización Latinoamericana de Energía - OLADE. [https://www.olade.org/wp-content/uploads/2023/03/Estrategia-para-una-America-Latina-y-el-Caibe-mas-renovable\\_VF.pdf](https://www.olade.org/wp-content/uploads/2023/03/Estrategia-para-una-America-Latina-y-el-Caibe-mas-renovable_VF.pdf)

OMM. (2021). *Atlas de la OMM sobre mortalidad y pérdidas económicas debidas a fenómenos meteorológicos, climáticos e hidrológicos extremos*. [https://www.unclearn.org/wp-content/uploads/library/1267\\_Atlas\\_of\\_Mortality\\_es.pdf](https://www.unclearn.org/wp-content/uploads/library/1267_Atlas_of_Mortality_es.pdf)

OMS. (2022). *Directrices de la OMS sobre vivienda y salud*. Pan American Health Organization. <https://doi.org/10.37774/9789275325674>

Onofre Molina, C. H. (2020). *Ética y democratización energética*. Universidad Autónoma Metropolitana.

ONU. (1992). *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático*. <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/convsp.pdf>

ONU. (2019). *El futuro es ahora. La ciencia al servicio del desarrollo sostenible*. <https://sdgs.un.org/es/publicaciones/informe-mundial-sobre-el-desarrollo-sostenible-2019-24576>

ONU. (2021, septiembre 1). *Las catástrofes relacionadas con el clima se quintuplican en 50 años, pero la mejora de los sistemas de alerta salva más vidas | Noticias ONU*. <https://news.un.org/es/story/2021/09/1496142>

Oppenheimer, A. (2015). *¡Crear o morir! La esperanza de América Latina y las cinco claves de la innovación* (Debate).

Otero Prada, D. F. (2012). *El sector energético-minero y la economía colombiana*.

Overland, I., Juraev, J., & Vakulchuk, R. (2022). Are renewable energy sources more evenly distributed than fossil fuels? *Renewable Energy*, 200, 379–386. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.09.046>

Pardo, A. (2018). *Extractivismo, derechos y tributación: Cooptación del Estado colombiano* (11). Heinrich Böll Stiftung. <https://co.boell.org/es/2018/10/08/extractivismo-derechos-y-tributacion-cooptacion-del-estado-colombiano>

Paredes, J. R., & Ramírez, J. J. (2017). *Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: Complementariedad en Colombia | Publications*. <https://publications.iadb.org/publications/spanish/viewer/Energ%C3%ADas-renovables-variables-y-su-contribuci%C3%B3n-a-la-seguridad-energ%C3%A9tica-Complementariedad-en-Colombia.pdf>

PARES. (2018). *Invirtiendo en el futuro. Suplemento de construcción de paz para el sector extractivo en Colombia. No. 2*. Fundación Paz & Reconciliación. [https://e7c20b27-21c2-4f2b-9c38-a1a16422794e.usrfiles.com/ugd/e7c20b\\_0d5d47c4b09e445da671ae003d1123c1.pdf](https://e7c20b27-21c2-4f2b-9c38-a1a16422794e.usrfiles.com/ugd/e7c20b_0d5d47c4b09e445da671ae003d1123c1.pdf)

Parra Saad, A. (2018). *Recursos naturales energéticos y desarrollo: Revisión de la hipótesis de la maldición de los recursos desde la perspectiva de los combustibles fósiles para Colombia*. <https://ciencia.lasalle.edu.co/cgi/viewcontent.cgi?article=1015&context=libros#page=81>

Patzy, F., & López, S. (2021). Carbón térmico en Colombia: Implicaciones para la economía de La Guajira y Cesar. En *Natural Resource Governance Institute*. <https://resourcegovernance.org/analysis-tools/publications/carbon-termico-en-colombia-implicaciones-para-la-economia-de-la-guajira-y-cesar>

Peña, E. S., & Gallego, S. M. (2018). Democratización de la producción de la energía eléctrica en Colombia a partir de la Ley 1715 de 2014. *Dos mil tres mil, 20*, 135–152. <https://doi.org/10.35707/dostresmil/20106>

Pérez Brignoli, H. (2018). *Historia global de América latina. Del siglo XXI a la independencia*.

Pérez-Rincón, M. A. (2014). *Conflictos ambientales en Colombia: Inventario, caracterización y análisis. Estudio para 72 casos de injusticia ambiental*. Instituto CINARA. <http://hdl.handle.net/10906/80461>

Peters, S. (2019). *Rentengesellschaften: Der lateinamerikanische (Neo-)Extraktivismus im transregionalen Vergleich* (1. Auflage). Nomos.

Pineda Mateus, L. V. (2020). *Un ajuste a la Estrategia Territorial de Hidrocarburos con enfoque sostenible y de prevención de riesgos en el desarrollo de sus actividades* [Trabajo de grado Maestría en Gobierno del Territorio y Gestión Pública]. Universidad Javeriana.

Planas, maria A., & Cardenas, J. (2019, marzo 26). La matriz energética de Colombia se renueva. *Energía para el Futuro*. <https://blogs.iadb.org/energia/es/la-matriz-energetica-de-colombia-se-renueva/>

PNUD. (2017). *Estrategia Territorial de Hidrocarburos. Balance y lecciones aprendidas*. <https://www.undp.org/es/colombia/publications/estrategia-territorial-de-hidrocarburos-balance-y-lecciones-aprendidas>

PNUD. (2023). *Global Data Lab* [Dataset]. <https://globaldatalab.org/shdi/table/shdi/COL/?levels=1+4&years=2021&interpolation=0&extrapolation=0>

PNUMA. (2021). *La oportunidad de negocio de la generación solar distribuida en Colombia: Mecanismos de financiación para la banca comercial*. Programa de las Naciones Unidas para el Ambiente. <https://www.generacionsole.org/financiamiento-gsd-colombia/>

Pomaska, L., & Acciaro, M. (2022). Bridging the Maritime-Hydrogen Cost-Gap: Real options analysis of policy alternatives. *Transportation Research Part D: Transport and Environment, 107*, 103283. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2022.103283>

Poncela, P., Senra, E., & Sierra, L. P. (2017). Long-term links between raw materials prices, real exchange rate and relative de-industrialization in a commodity-dependent economy: Empirical evidence of “Dutch disease” in Colombia. *Empirical Economics, 52*(2), 777–798. <https://doi.org/10.1007/s00181-016-1083-7>

Portafolio. (2014). *Consultas previas, el palo en la rueda de las obras*. Portafolio.co. <https://www.portafolio.co/economia/finanzas/consultas-previas-palo-rueda-obras-53046>

Portafolio. (2021, septiembre). *Prodeco empieza cesión de sus minas en Colombia*. <https://www.portafolio.co/negocios/empresas/prodeco-empieza-cesion-de-sus-minas-en-colombia-555950>

Prada, D. F. O. (2012). *El sector energético-minero y la economía colombiana*.

Prebisch, R. (1949). EL DESARROLLO ECONÓMICO DE LA AMÉRICA LATINA Y ALGUNOS DE SUS PRINCIPALES PROBLEMAS. *El Trimestre Económico, 16*(63(3)), 347–431.

Prebisch, R. (1984). Cinco etapas en mi pensamiento sobre el desarrollo. *Banco Mundial*.

Promigas. (2023). *Mapa del Gasoducto*. <https://www.promigas.com/BEO/Paginas/ProcedimientosOperacionales/Mapa-del-gasoducto.aspx>

Ráez Luna, E. F. (2019). *Industrias Extractivas y Cambio Climático en Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú: Impactos relacionados con la exportación de hidrocarburos, el consumo de agua y la afectación de ecosistemas silvestres*. NRG. [https://minsus.net/mineria-sustentable/wp-content/uploads/2019/06/ODS\\_Ambiente-IE\\_Raez.pdf](https://minsus.net/mineria-sustentable/wp-content/uploads/2019/06/ODS_Ambiente-IE_Raez.pdf)

Rahman, A., Farrok, O., & Haque, M. M. (2022). Environmental impact of renewable energy source based electrical power plants: Solar, wind, hydroelectric, biomass, geothermal, tidal, ocean, and osmotic. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 161, 112279. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112279>

Ramírez Arias, S. M., & Baquero, A. D. (2018). *Sistema General de Regalías: Una reforma a la distribución como mecanismo de inversión*. Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Dirección General de Política Macroeconómica. [https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC\\_CLUSTER-070597%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased#:~:text=El%20Sistema%20General%20de%20Regal%C3%ADas,enfoque%20de%20cierre%20de%20brechas.](https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_CLUSTER-070597%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased#:~:text=El%20Sistema%20General%20de%20Regal%C3%ADas,enfoque%20de%20cierre%20de%20brechas.)

Ramírez Arias, S. M., & Díaz Rojas, S. M. (2019). *Vulnerabilidad externa en Colombia y emergentes: Diagnóstico a través de análisis de componentes principales*. Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Dirección General de Política Macroeconómica Centro de Estudios Fiscales. [https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC\\_CLUSTER-121671%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased](https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_CLUSTER-121671%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased)

Ramírez Arias, S. M., Zapata Álvarez, S., & Valencia Arana, O. M. (2018). *Oil Price Effects on Colombia's Central Government Oil Revenues*. Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Dirección General de Política Macroeconómica. [https://www.irc.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC\\_CLUSTER-070588%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased#:~:text=In%20particular%2C%20the%20findings%20of,and%20smaller%20when%20they%20rise.](https://www.irc.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_CLUSTER-070588%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased#:~:text=In%20particular%2C%20the%20findings%20of,and%20smaller%20when%20they%20rise.)

Ramírez-Tovar, A. M. (2021). *Transición En La Sostenibilidad De La Producción De Energía Eléctrica Desde Una Perspectiva Territorial* [Doctoral, Autónoma de Occidente]. <https://red.uao.edu.co/handle/10614/13105>

Ramírez-Tovar, A. M. (2022). Regionalizar la globalidad de las comunidades energéticas como pilares de la transición energética en América Latina. *Estudios Avanzados*, 36, 140–142.

Ramírez-Tovar, A. M., Moreno-Chuquen, R., & Carillo, L. (2021). The Colombian energy policy challenges in front of climate change. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 11(2), 401–407. <https://doi.org/doi:10.32479/ijeep.10517>.

Rapetti, M., Carreras Mayer, P., Brest López, C., & Sorrentino, A. (2019). *Exportar para crecer*. <http://repositorio.cedes.org/handle/123456789/4638>

Rapid Transition Alliance. (2022). *Doing development differently: How Kenya is rapidly emerging as Africa's renewable energy superpower* (Story of Change). Rapid Transition Alliance. <https://rapidtransition.org/stories/doing-development-differently-how-kenya-is-rapidly-emerging-as-africas-renewable-energy-superpower/>

REN 21. (2022). *Renewables 2022 Global Status Report*. REN 21. [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2022\\_Full\\_Report.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2022_Full_Report.pdf)

Reykjanes. (s/f). *Svartsengi I Projects I www.verkis.com*. Wwww.Verkis.Com. Recuperado el 10 de julio de 2023, de <https://www.verkis.com/projects/energy-production/geothermal-energy/nr/936>

Roa-García, M. C. (2017a). Environmental democratization and water justice in extractive frontiers of Colombia. *Geoforum*, 85, 58–71. <https://doi.org/10.1016/j.geoforum.2017.07.014>

Roa-García, M. C. (2017b). Environmental democratization and water justice in extractive frontiers of Colombia. *Geoforum*, 85, 58–71. <https://doi.org/10.1016/j.geoforum.2017.07.014>

Robayo, J. O. V., & Herrera, C. J. Q. (2017). Tasas efectivas del impuesto de renta para sectores de la economía colombiana entre el 2000 y el 2015. *Innovar*, 27(66), Article 66. <https://doi.org/10.15446/innovar.v27n66.66805>

Rodrigues, J. P. D. S., Nunes, W. T., Brunoro, M., & Nunes, R. B. (2022). Comparison of Well-to-Wheel energy efficiency between combustion vehicles and electric vehicles. *2022 International Conference on Electrical, Computer and Energy Technologies (ICECET)*, 1–4. <https://doi.org/10.1109/ICECET55527.2022.9872658>

Rodríguez Becerra, M., Mance, H., Barrera Rey, X., & García Arbeláez, C. (2015). *Cambio climático: Lo que está en juego*.

Rodríguez Castro, L. (2021). Extractivism and Territorial Dispossession in Rural Colombia: A Decolonial Commitment to Campesinas' Politics of Place. *Feminist Review*, 128(1), 44–61. <https://doi.org/10.1177/01417789211015269>

Rodríguez, G. A. (2014). *De la Consulta Previa al Consentimiento Libre, Previo e Informado a Pueblos Indígenas en Colombia*. Grupo Editorial Ibáñez S.A.S. <https://www.corteidh.or.cr/tablas/30202.pdf>

Rodríguez Garavito, C. A., & Baquero Díaz, C. A. (2015). *Reconocimiento con redistribución: El derecho y la justicia étnico-racial en América Latina* (Primera edición). Centro de Estudios de Derecho, Justicia y Sociedad.

Rodríguez, J. D. G. (2015). Desarrollo de proveedores locales en el sector extractivo colombiano: Cuellos de botella, factores de éxito e implicaciones de política pública. *Opera*, 17, Article 17. <https://doi.org/10.18601/16578651.n17.02>

Rodríguez-Fontalvo, D., Quiroga, E., Cantillo, N. M., Sánchez, N., Figueredo, M., & Cobo, M. (2023). Green hydrogen potential in tropical countries: The colombian case. *International Journal of Hydrogen Energy*, S0360319923014660. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.320>

Rodrik, D. (2016). Premature deindustrialization. *Journal of Economic Growth*, 21(1), 1–33. <https://doi.org/10.1007/s10887-015-9122-3>

Rojas Botero, C. F. (2016). *Imperfecciones En El Mercado Eléctrico Colombiano Y Comportamientos Estratégicos De Los Agentes: Un Análisis Desde La Teoría De Juegos Para El Mercado Spot* [Tesis de Maestría]. EAFIT. <https://core.ac.uk/download/pdf/84841888.pdf>

Rojas, J. C., & Hoyos, L. F. (2019). *Organizados en un escenario anfibio. Sistematización de experiencias de la Asociación de Pescadores, Campesinos, Indígenas y Afrodescendientes para el Desarrollo Comunitario de la Ciénaga Grande del Bajo Sinú - ASPROCIG-* [Trabajo de grado para optar por el título de sociólogos, Universidad de Antioquia].

[https://bibliotecadigital.udea.edu.co/bitstream/10495/14932/1/RojasJuan\\_2019\\_OrganizadosEscenarioAnfibio.pdf](https://bibliotecadigital.udea.edu.co/bitstream/10495/14932/1/RojasJuan_2019_OrganizadosEscenarioAnfibio.pdf)

Romer, P. (1990). Endogenous Technological Change. *Journal of Political Economy*, 98(5), S71-102.

Rudas, G., & Espitia, J. (2013). La paradoja de la minería y el desarrollo. Análisis departamental y municipal para el caso de Colombia. *Minería En Colombia II: Institucionalidad Y Territorio, Paradojas Y Conflicto*, 27–84.

Ruiz-López, A., Corral-Montoya, F., Oei, P.-Y., Kemfert, C., Yepes, C., & Rendón, S. (2021). *Barreras a la Generación Distribuida de la Energía solar en Colombia (1–2021; TRAJECTS Working Paper)*. TU Berlin; DIW Berlin. <https://coaltransitions.org/publications/barreras-a-la-generacion-distribuida-de-la-energia-solar-en-colombia/>

Ruiz-Vargas, M. A., Navarro-Morato, O. S., & Velandia-Sánchez, J. M. (2016). Incidencia de la política de incentivos tributarios sobre la inversión en el sector minero energético colombiano: Un análisis exploratorio de su efectividad. *Cuadernos de Contabilidad*, 17(43), 109–126. <https://doi.org/10.11144/Javeriana.cc17-43.ipit>

Rutas del Conflicto. (2023). *Rutas del Conflicto* [Text]. Rutas del Conflicto | El portal periodístico que sigue el rastro del conflicto armado en Colombia. <https://rutasdelconflicto.com/>

Rystad Energy. (2023). Rystad: Underinvestment Claims In Oil & Gas Are Exaggerated. *OilPrice.Com*. <https://oilprice.com/Energy/Energy-General/Rystad-Underinvestment-Claims-In-Oil-Gas-Are-Exaggerated.html>

Saget, C., Vogt-Schilb, A., & Luu, T. (2020). *El empleo en un futuro de cero emisiones netas en América Latina y el Caribe*. <https://doi.org/10.18235/0002509>

Salazar Castellanos, D. (2023, mayo 31). Reservas de petróleo en LaTAm: ¿cómo queda Colombia frente a sus pares regionales? *Bloomberg Línea*. <https://www.bloomberglinea.com/latinoamerica/colombia/reservas-de-petroleo-en-latam-como-esta-colombia-frente-a-sus-pares-regionales/>

Saldarriaga Isaza, A. (2023). Review of the social and economic dynamics under Colombian mining policy: Cursing the blessing? *Journal of International Development*, 35(1), 127–142. <https://doi.org/10.1002/jid.3677>

Santamaría, R. (2019). *Cocreación de la agenda de transición energética en el caribe colombiano | Coal Transitions*. Semillero de Investigación en Transición Energética - Universidad del Magdalena. <https://coaltransitions.org/publications/cocreacion-transicion-energetica-caribe-colombia/>

Sarma, G., & Zabaniotou, A. (2021). Understanding Vulnerabilities of Renewable Energy Systems For Building Their Resilience to Climate Change Hazards: Key Concepts And Assessment Approaches. *Renewable Energy and Environmental Sustainability*, 6, 35. <https://doi.org/10.1051/rees/2021035>

Schoenung, S. (2001). *Characteristics and Technologies for Long- vs. Short-Term Energy Storage* (SAND2001-0765, 780306; pp. SAND2001-0765, 780306). <https://doi.org/10.2172/780306>

Secretaría de Minería de la Nación. (2021). *Informe litio*. [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/informe\\_litio\\_-\\_octubre\\_2021.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/informe_litio_-_octubre_2021.pdf)

SGC. (2019). *Geotermia en Colombia: Situación actual y perspectivas*. Servicio Geológico Colombiano. <https://www2.sgc.gov.co/Publicaciones/Cientificas/NoSeriadas/Documents/geotermia-en-colombia.pdf>

SGR. (2023). *Gesproy* [Dataset].

Shell. (2023). *The Energy Security Scenarios—Full report*. Shell. <https://shorturl.at/aerGZ>

Sierra, L. P., & Manrique L., K. (2014). *Impacto del tipo de cambio real en los sectores industriales de Colombia: Una primera aproximación*. <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/37440>

Silveira, M. M. M., Moreano, M., Romero, N., Murillo, D., Ruales, G., & Torres, N. (2017). Geografías de sacrificio y geografías de esperanza: Tensiones territoriales en el Ecuador plurinacional. *Journal of Latin American Geography*, 16(1), 69–92. <https://doi.org/10.1353/lag.2017.0016>

SisCONPES. (s/f). *Inicio—SisCONPES*. Recuperado el 13 de julio de 2023, de [https://sisconpes.dnp.gov.co/sisconpesweb/#documentos\\_conpes](https://sisconpes.dnp.gov.co/sisconpesweb/#documentos_conpes)

Solomon, M., Gimón, E., O’Boyle, M., Paliwal, U., & Phadke, A. (2023). *Coal Cost Crossover 3.0: Local Renewables Plus Storage Create New Opportunities for Customer Savings and Community Reinvestment*. Energy Innovation: Policy & Technology Llc. <https://energyinnovation.org/wp-content/uploads/2023/01/Coal-Cost-Crossover-3.0.pdf>

SPEC LNG. (2023). *Informe de Gestión Anual*. <https://www.speclng.com/Documents/Informe%20Anual%20de%20Gestio%CC%81n%202022%20SPEC%20LNG.pdf?csf=1&e=P25x6D>

Superintendencia Energía y Gas. (2022). *Boletín de seguimiento y monitoreo de los mercados mayoristas de energía y gas junio 2022—Agosto 2022*. <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Boletin-UMMEG-junio-agosto-2022.pdf>

Superservicios. (2022). *Informe de Calidad del Servicio de Energía*. Superintendencia Servicios Públicos Domiciliarios. <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Informe-de-Calidad-del-Servicio-de-Energia-2021.pdf>

Superservicios. (2023). *Mercado de Energía Mayorista*. Superintendencia Servicios Públicos Domiciliarios. <http://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energ%C3%ADa-y-gas-combustible/Energ%C3%ADa/Unidad-de-Monitoreo-de-Mercados-de-Energ%C3%ADa-y-Gas-Natural/Mercado-de-energ%C3%ADa-mayorista-Informes-hist%C3%B3ricos>

Superservicios. (s.f.). *Funciones (Quiénes somos)*. Superintendencia Servicios Públicos Domiciliarios. <https://www.superservicios.gov.co/Nuestra-entidad/Quienes-somos/funciones>

Svampa, M. (2011). *Extractivismo neodesarrollista, gobiernos y movimientos sociales en América Latina*. <https://maristellavsvampa.net/wp-content/uploads/2022/05/Articulo-sobre-Extractivismo-MS-y-Giro-ecoterritorial-para-Ecuador.pdf>

Svampa, M. (2014). ¿Territorios vacíos o territorios en disputa? Las sociedades locales, entre las promesas incumplidas del desarrollo regional y el establecimiento de zonas de sacrificio? ¿Compite el avance de la explotación de yacimientos no convencionales con economías regionales preexistentes? En P. Bertinat, E. D'Elia, & R. Ochandio (Eds.), *20 mitos y realidades del fracking* (1. ed). Editorial El Colectivo.

Svampa, M. (2015). Commodities Consensus: Neoextractivism and Enclosure of the Commons in Latin America. *South Atlantic Quarterly*, 114(1), 65–82. <https://doi.org/10.1215/00382876-2831290>

Svampa, M. (2018). *Las fronteras del neoextractivismo en América Latina: Conflictos socioambientales, giro ecoterritorial y nuevas dependencias* (1a ed., Vol. 2). transcript Verlag / Bielefeld University Press. <https://doi.org/10.14361/9783839445266>

Técnicas Reunidas. (2023). *Presente y futuro del hidrógeno. Part 2 – Técnicas Reunidas*. <https://www.tecnicasreunidas.es/es/articulo/presente-y-futuro-del-hidrogeno-part-2/>

Temper, L., Avila, S., Bene, D. D., Gobby, J., Kosoy, N., Billon, P. L., Martinez-Alier, J., Perkins, P., Roy, B., Scheidel, A., & Walter, M. (2020). Movements shaping climate futures: A systematic mapping of protests against fossil fuel and low-carbon energy projects. *Environmental Research Letters*, 15(12), 123004. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/abc197>

TGI. (2023). *Boletín Electrónico de Operaciones—TGI | Mapa del Sistema de Transporte*. <https://dti.tgi.com.co/Other/MapaGas#gsc.tab=0>

Three Percent Club. (2022). *Partners*. <https://threepercentclub.org>

Trade Map. (s/f). *Trade Map—Estadísticas comerciales para el desarrollo de negocios internacionales*. Recuperado el 7 de julio de 2023, de <https://www.trademap.org/Index.aspx>

Tran, K.-C., & Albertsson, A. (2010). *Utilization of Geothermal Energy and Emissions for Production of Renewable Methanol*. <https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/3809.pdf>

Transforma. (2022). *Hoja\_De\_Ruta\_Eliminacion\_Gradual\_Carbón.pdf*. Transforma. [https://drive.google.com/file/d/175bG1A5EZMjUyAqarXpSdoUjSYOxHzuk/view?usp=embed\\_facebook](https://drive.google.com/file/d/175bG1A5EZMjUyAqarXpSdoUjSYOxHzuk/view?usp=embed_facebook)

Transforma, Arias-Gaviria, J., Rueda, M., & Pinzón, A. (2022). *Eliminación Gradual del Carbón en la Generación Eléctrica en Colombia*. Transforma.

TUED. (2022). *Tued South Framing Document—Draft 2*. Trade Unions for Energy Democracy. [https://uploads-ssl.webflow.com/63276dc4e6b803208bf159df/6425fc487ba5f43779d0a560\\_TUED%20SOUTH%20-%20DRAFT%20%20MERGED.pdf](https://uploads-ssl.webflow.com/63276dc4e6b803208bf159df/6425fc487ba5f43779d0a560_TUED%20SOUTH%20-%20DRAFT%20%20MERGED.pdf)

Turner, J. (2023). *The U.S. & Canada electric vehicle supply chain*. <https://www.charged-the-book.com/na-ev-supply-chain-map>

Twitchell, J., DeSomber, K., & Bhatnagar, D. (2023). Defining long duration energy storage. *Journal of Energy Storage*, 60, 105787. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105787>

UK Government & UNFCCC. (2021). *Global Coal to Clean Power Transition Statement—UN Climate Change Conference (COP26) at the SEC – Glasgow 2021*. <https://webarchive.nationalarchives.gov.uk/ukgwa/20230313120149/https://ukcop26.org/global-coal-to-clean-power-transition-statement/>

Ulloa, A. (2016). Feminismos territoriales en América Latina: Defensas de la vida frente a los extractivismos. *Nómadas*, 45, 123–139.

Ulloa, A. (2021a). Repolitizar la vida, defender los cuerpos-territorios y colectivizar las acciones desde los feminismos indígenas. *Ecología Política*, 61, 38–48.

Ulloa, A. (2021b). Transformaciones radicales ambientales frente a la destrucción renovada y verde, La Guajira, Colombia. *Revista de Geografía Norte Grande*, 80, 13–34. <https://doi.org/10.4067/S0718-34022021000300013>

Ulloa, A., & Coronado, S. (2016). Territorios, Estado, actores sociales, derechos y conflictos socioambientales en contextos extractivistas: Aportes para el posacuerdo. En *Extractivismos y posconflicto en Colombia: Retos para la paz territorial* (pp. 23–58). CINEP/Programa por la Paz : Universidad Nacional de Colombia.

UNCTAD. (2019). *Commodity Dependence: A Twenty-Year Perspective*.

UNCTAD. (2021a). *Commodities and Development Report 2021: Escaping From the Commodity Dependence Trap Through Technology and Innovation*. United Nations. <https://doi.org/10.18356/9789214030461>

UNCTAD (Ed.). (2021b). *Escaping from the commodity dependence trap through technology and innovation*. United Nations.

UNCTAD. (2021c). *State of Commodity Dependence 2021*. <https://doi.org/10.18356/9789210057790>

UNCTAD. (2021d). *The Commodity Dependence Trap* [Background document to the Commodities and Development Report 2021].

UNEP. (s/f). *Energy Efficiency*. What We do. <https://www.unep.org/explore-topics/energy/what-we-do/energy-efficiency>

UNEP. (2015). *District energy in cities: Unlocking the potential of energy efficiency and renewable energy*. Programa de las Naciones Unidas para el Ambiente. <https://wedocs.unep.org/handle/20.500.11822/9317>

UNEP. (2022a). *Emissions Gap Report (EGR) 2022: The Closing Window – Climate crisis calls for rapid transformation of societies* (Emissions Gap Report). United Nations Environmental Programme. <https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2022>

UNEP. (2022b). *Is Natural Gas a Good Investment for Latin America and the Caribbean? From Economic to Employment and Climate Impacts of the Power Sector*. <https://wedocs.unep.org/handle/20.500.11822/40923>

UNIDO (Ed.). (2021). *The future of industrialization in a post-pandemic world*. UNIDO.

UPME. (s/f). *Sistema de Información Minero Energético Colombiano (SIMCO)*. Carbón. Recuperado el 13 de abril de 2023, de [https://public.tableau.com/views/Carbn/Historia1?:embed=y&:display\\_count=yes&:showVizHome=no](https://public.tableau.com/views/Carbn/Historia1?:embed=y&:display_count=yes&:showVizHome=no)

UPME. (2011). *Boletín Estadístico de Minas y Energía 1990—2010*. Ministerio de Minas y Energía. [https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Impresos/Boletin\\_Estad\\_Minis\\_Energy\\_1990-2010.pdf](https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Impresos/Boletin_Estad_Minis_Energy_1990-2010.pdf)

UPME. (2013). *Lineamientos para fortalecer la expansión del sistema de transmisión nacional*. Unidad de Planeación Minero Energética. [https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Documents/Documentos-interes-convocatorias/Lineamientos\\_para\\_fortalecer\\_expansion\\_STN.pdf](https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Documents/Documentos-interes-convocatorias/Lineamientos_para_fortalecer_expansion_STN.pdf)

UPME. (2015). *Implementación del Mapa de Ruta para la Adaptación del Sector Energético al Cambio Climático (Incluyendo el Uso de Servicios Ecosistémicos) e Identificación de Factores de Vulnerabilidad el Sector Minero y de Líneas Gruesas de Medidas de Adaptación*. Unidad de Planeación Minero Energética.

UPME. (2017). *Plan Nacional de Desarrollo Minero con Horizonte 2025—Minería responsable con el territorio* (Vol. 1, p. 174). Unidad de Planeación Minero-Energética. [https://www1.upme.gov.co/simco/PlaneacionSector/Documents/PNDM\\_Dic2017.pdf](https://www1.upme.gov.co/simco/PlaneacionSector/Documents/PNDM_Dic2017.pdf)

UPME. (2020a). *Estudio Técnico Para El Plan De Abastecimiento De Gas Natural*. Unidad de Planeación Minero Energética. [https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones\\_SIPG/PAGN\\_2019-2028.pdf](https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/PAGN_2019-2028.pdf)

UPME. (2020b). *Plan Energético Nacional 2020- 2050*. Unidad de Planeación Minero Energética. [https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/PEN\\_documento\\_para\\_consulta.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/PEN_documento_para_consulta.pdf)

UPME. (2021a). *Beco Sankey Sectorial*. Tableau Software. [https://public.tableau.com/views/BecoSankeySectorial/Dashboard1?:embed=y&:showVizHome=no&:host\\_url=https%3A%2F%2Fpublic.tableau.com%2F&:embed\\_code\\_version=3&:tabs=no&:toolbar=no&:animate\\_transition=yes&:display\\_static\\_image=no&:display\\_spinner=no&:display\\_overlay=yes&:display\\_count=yes&:loadOrderID=0](https://public.tableau.com/views/BecoSankeySectorial/Dashboard1?:embed=y&:showVizHome=no&:host_url=https%3A%2F%2Fpublic.tableau.com%2F&:embed_code_version=3&:tabs=no&:toolbar=no&:animate_transition=yes&:display_static_image=no&:display_spinner=no&:display_overlay=yes&:display_count=yes&:loadOrderID=0)

UPME. (2021b). *Plan De Expansión De Referencia Generación – Transmisión 2020 – 2034: Volumen 2. Generación* (Planes de Expansión de Referencia Generación -

Transmisión). Unidad de Planeación Minero Energética. [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. (2021c). *Plan Indicativo De Abastecimiento De Combustibles Líquidos*. Unidad de Planeación Minero Energética. <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/PIACL.aspx>

UPME. (2022a). *BECO*. [https://public.tableau.com/views/BECOCONSULTA/BECOCONSULTA?:embed=y&:showVizHome=no&:host\\_url=https%3A%2F%2Fpublic.tableau.com%2F&:embed\\_code\\_version=3&:tabs=no&:toolbar=no&:animate\\_transition=yes&:display\\_static\\_image=no&:display\\_spinner=no&:display\\_overlay=yes&:display\\_count=yes&:language=es-ES&:loadOrderID=0](https://public.tableau.com/views/BECOCONSULTA/BECOCONSULTA?:embed=y&:showVizHome=no&:host_url=https%3A%2F%2Fpublic.tableau.com%2F&:embed_code_version=3&:tabs=no&:toolbar=no&:animate_transition=yes&:display_static_image=no&:display_spinner=no&:display_overlay=yes&:display_count=yes&:language=es-ES&:loadOrderID=0)

UPME. (2022b). *Plan De Abastecimiento De Combustibles Líquidos. Tema: Confiabilidad*. Unidad de Planeación Minero Energética. [https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PIACL\\_Confiabilidad\\_2022.pdf](https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PIACL_Confiabilidad_2022.pdf)

UPME. (2022c). *Plan de Acción Indicativo PROURE - Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía*. Unidad de Planeación Minero Energética. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PROURE.aspx>

UPME. (2022d). *Sistema de Información Minero Colombiano—SIMCO* [Software]. Unidad de Planeación Minero Energética. <https://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/Paginas/carbon.aspx>

UPME. (2022e, diciembre). *Plan indicativo de expansión de cobertura de energía eléctrica 2019-2023*. [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. (2023, marzo 6). *Comunicado de prensa. Con asignación de 7.493 MW de solicitudes de conexión de proyectos de generación de energía eléctrica, Gobierno Nacional habilita Transición Energética Justa*. [https://www1.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Comunicado\\_02\\_2023\\_Solicitudes\\_Final.pdf](https://www1.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Comunicado_02_2023_Solicitudes_Final.pdf)

UPME. (2024). *Plan indicativo de expansión de la generación- Actualización 2023-2027*. [https://www1.upme.gov.co/siel/Plan\\_expansin\\_generacion\\_transmision/Plan\\_indicativo\\_expansion\\_de\\_la\\_generacion\\_actu\\_2023\\_2037.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_indicativo_expansion_de_la_generacion_actu_2023_2037.pdf)

UPME, Corpoema, IREES, & TEP. (2019a). *Primer balance de Energía Útil para Colombia y cuantificación de las pérdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética*. Unidad de Planeación Minero Energética. <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1351?mode=full>

UPME, Corpoema, IREES, & TEP. (2019b). *Primer balance de Energía Útil para Colombia y Cuantificación de las Perdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética: Resumen Ejecutivo BEU Sector Industrial*. Unidad de Planeación Minero Energética. <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1351?mode=full>

UPME, Corpoema, IREES, & TEP. (2019c). *Primer balance de Energía Útil para Colombia y Cuantificación de las Perdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética: Resumen Ejecutivo BEU Sector Residencial y Terciario*. Unidad de Planeación Minero Energética. <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1351?mode=full>

UPME, Corpoema, IREES, & TEP. (2019d). *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*. Unidad de Planeación Minero Energética. <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1351?mode=full>

UPME, Javeriana, P. U., & COLCIENCIAS. (2015). *Atlas Potencial Hidroenergético de Colombia* (pp. 1–160). Unidad de Planeación Minero Energética.

UPME & John T. Boyd. (2023). *Estrategias para maximizar el potencial minero en las regiones de Colombia y prepararse para la dinámica del mercado del carbón térmico a nivel global*. Unidad de Planeación Minero Energética.

UPME, & John T. Boyd Company. (2020). *Análisis prospectivo del mercado nacional e internacional del carbón térmico, metalúrgico y antracita producido en Colombia*. Unidad de Planeación Minero Energética. <https://shorturl.at/uDE17>

UPME & SIMCO. (s/f). *Carbón*. Tableau Software. Recuperado el 20 de junio de 2023, de [https://public.tableau.com/views/Carbn/Historia1?:embed=y&:display\\_count=yes&:showVizHome=no](https://public.tableau.com/views/Carbn/Historia1?:embed=y&:display_count=yes&:showVizHome=no)

Urrego. (2022). *La empresa minera, Cerro Matoso, aportará más regalías por alza de precios del níquel*. Diario La República. <https://www.larepublica.co/empresas/la-empresa-cerro-matoso-aportara-mas-regalias-por-alza-en-precios-del-niquel-3320810>

U.S. Department of Energy. (2020). *Thermal Energy Storage Overview (Combined Heat and Power Technology Fact Sheet Series)*. <https://www.energy.gov/eere/amo/articles/combined-heat-and-power-technology-fact-sheet-series-thermal-energy-storage>

Valencia, L., & Riaño, A. (2017). *La minería en el Posconflicto: Un asunto de quilates* (1a edición). B, Grupo Zeta.

Van Renssen, S. (2020). The hydrogen solution? *Nature Climate Change*, 10(9), 799–801. <https://doi.org/10.1038/s41558-020-0891-0>

Vargas Guevara, Ó. S., Ruiz Arroyave, J. O., López Orellano, L. M., Padilla Guzmán, N., Malz, N., Corral Montoya, F. A., Bonilla Camargo, Ó. G., Brito Bouriyu, L. I., Soto Sierra, M. E., Cardoso Díaz, A., Gómez Camargo, M. Á., Guzmán Angulo, N., & Ortiz Bouriyu, Y. P. (2022). *Impulsos desde abajo para las transiciones energéticas justas: Género, territorio y soberanía*. Universidad del Magdalena. <https://doi.org/10.21676/9789587464689>

Vega-Araújo, J., & Heffron, R. J. (2022). Assessing elements of energy justice in Colombia: A case study on transmission infrastructure in La Guajira. *Energy Research & Social Science*, 91, 102688. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102688>

Velásquez. (2021a). *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y normas relacionadas*. <https://crie.org.gt/wp/wp-content/uploads/2016/10/Tratado-Marco-del-mercado-electrico-de-am%C3%A9rica-central-y-normas-relacionadas.pdf>

Velásquez, F. (2021b). *La participación ciudadana en el sector extractivo en Colombia*. Foro Nacional por Colombia : Dejusticia.

Venes, F., Barca, S., & Navas, G. (2023). Not victims, but fighters: A global overview on women's leadership in anti-mining struggles. *Journal of Political Ecology*, 30(1). <https://doi.org/10.2458/jpe.3054>

Villar, L., Castro, F., Forero, D., Ramírez, J. M., & Reina, M. (2014a). *Evaluación de la contribución económica del sector de hidrocarburos colombiano frente a diversos escenarios de producción*. <http://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/1688>

Villar, L., Castro, F., Forero, D., Ramírez, J. M., & Reina, M. (2014b). *Evaluación de la contribución económica del sector de hidrocarburos colombiano frente a diversos escenarios de producción*. <http://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/1688>

Villar, L., Castro, F., Forero, D., Ramírez, J. M., & Reina, M. (2014c). *Evaluación de la contribución económica del sector de hidrocarburos colombiano frente a diversos escenarios de producción*. <http://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/1688>

Vizcarra, M. F., Fontalvo, J. M. V., & Espinosa, R. A. M. (2017a). Alternativas ante la dependencia del petróleo en las exportaciones. Un estudio al caso colombiano. *Ad-Gnosis*, 6(6), Article 6. <https://doi.org/10.21803/adnognosis.v6i6.195>

Vizcarra, M. F., Fontalvo, J. M. V., & Espinosa, R. A. M. (2017b). Alternativas ante la dependencia del petróleo en las exportaciones. Un estudio al caso colombiano. *Ad-Gnosis*, 6(6), Article 6. <https://doi.org/10.21803/adnognosis.v6i6.195>

Vogt-Schilb, A. (2018, mayo 29). Una de cada cinco plantas eléctricas del mundo podría abandonarse para cumplir con los objetivos climáticos. *Sostenibilidad*. <https://blogs.iadb.org/sostenibilidad/es/una-de-cada-cinco-plantas-electricas-del-mundo-podria-abandonarse-para-cumplir-con-los-objetivos-climaticos/>

Wang, X., & Lo, K. (2021). Just transition: A conceptual review. *Energy Research & Social Science*, 82, 102291. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102291>

Warnecke-Berger, H., Burchardt, H.-J., & Dietz, K. (2023). The failure of (neo-)extractivism in Latin America – explanations and future challenges. *Third World Quarterly*, 1–19. <https://doi.org/10.1080/01436597.2023.2203380>

Wealer, B., Breyer, C., Hennicke, P., Hirsch, H., von Hirschhausen, C., Steigerwald, B., Klafka, P., Kromp-Kolb, H., Präger, F., Traber, T., Baumann, F., Herold, A., Kemfert, C., Kromp, W., Liebert, W., & Müschen, K. (2021). *Kernenergie und Klima* (9; Versión 1.0, Diskussionsbeiträge der Scientists for Future, p. 98). Zenodo. <https://doi.org/10.5281/ZENODO.5573718>

WEF. (2023). *Future of Jobs Report*. [https://www3.weforum.org/docs/WEF\\_Future\\_of\\_Jobs\\_2023.pdf](https://www3.weforum.org/docs/WEF_Future_of_Jobs_2023.pdf)

Wiser, R., Rand, J., Seel, J., Beiter, P., Baker, E., Lantz, E., & Gilman, P. (2021). Expert elicitation survey predicts 37% to 49% declines in wind energy costs by 2050. *Nature Energy*, 6(5), 555–565. <https://doi.org/10.1038/s41560-021-00810-z>

Wood Mackenzie. (2023). *Global thermal coal strategic planning outlook 2023*. Wood Mackenzie.

World Bank. (s/f). *Pricing Carbon* [Text/HTML]. World Bank. Recuperado el 4 de julio de 2023, de <https://www.worldbank.org/en/programs/pricing-carbon>

World Bank. (2021a). *WDI - The World by Income and Region*. <https://datatopics.worldbank.org/world-development-indicators/the-world-by-income-and-region.html>

World Bank. (2021b). *World Bank Open Data*. World Bank Open Data. <https://data.worldbank.org>

World Bank. (2021c, noviembre 3). *For a Just Transition Away from Coal, People Must Be at the Center*. World Bank. <https://www.worldbank.org/en/news/feature/2021/11/03/for-a-just-transition-away-from-coal-people-must-be-at-the-center>

World Economic Forum. (2022). *What are the advantages and challenges of a carbon tax?* <https://www.weforum.org/agenda/2022/02/what-a-carbon-tax-can-do-and-why-it-cannot-do-it-all/>

XM. (s/f). *Informes AGPE*. XM. <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/AGPE.aspx>

XM. (2021a). *Generación por agente*. Oferta y generación. <https://informeanual.xm.com.co/informe/pages/xm/21-generacion-por-agente.html>

XM. (2021b). *Informe Resultados Nueva Subasta 2021.pdf*. [https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Informe\\_Resultados\\_Nueva\\_Subasta\\_2021.pdf](https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Informe_Resultados_Nueva_Subasta_2021.pdf)

XM. (2022). *Resultados Estudio de Flexibilidad 2024-2027*. [https://cnostatic.s3.amazonaws.com/cno-public/archivosAdjuntos/flexibilidad\\_2022\\_cno\\_-\\_20221202.pdf](https://cnostatic.s3.amazonaws.com/cno-public/archivosAdjuntos/flexibilidad_2022_cno_-_20221202.pdf)

XM. (2023a). *Informe Precios y Transacciones Marzo 2023*. [https://sinergox.xm.com.co/infms/\\_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc={019FB9B9-E653-4A73-B651-57552FDAD9DA}&file=03\\_Informe\\_Precios\\_y\\_Transacciones\\_03\\_2023.pdf&action=default](https://sinergox.xm.com.co/infms/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc={019FB9B9-E653-4A73-B651-57552FDAD9DA}&file=03_Informe_Precios_y_Transacciones_03_2023.pdf&action=default)

XM. (2023b). *Líneas de transmisión*. <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/transmision.aspx?q=lineas>

XM. (2023c). *Páginas—Capacidad Efectiva Neta por Combustible*. <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Capacidad/capefenetporcom.aspx>

XM. (2023d). *Precio Promedio de Bolsa*. <https://sinergox.xm.com.co/trpr/Paginas/Precios/preprobol.aspx>

XM. (2023e, julio 15). *Detalle recursos térmicos: Información Tipo Combustible*. <https://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=InformacionTipocombustible>

Yanguas, P., Cardoso, A., Corral, F., & Pardo, L. (2022). *Por una transición amplia, sostenible y democrática*. Heinrich Böll Stiftung. <https://co.boell.org/es/2022/05/06/por-una-transicion-amplia-sostenible-y-democratica>

Yanguas-Parra, P. A., Malz, N., Oei, P.-Y., Furnaro, A., Hauenstein, C., Quiceno, G., Corral-Montoya, F., Mitterecker, T., & Hanto, J. (2023). Perspective: How a short-term relapse to coal could put exporting countries and just transition processes at risk. *Energy Research & Social Science*, 97, 102989. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.102989>

Yergin, D. (2012a). *The Quest: Energy, Security, and the Remaking of the Modern World*.

Yergin, D. (2012b). The Quest: Energy, Security, and the Remaking of the Modern World, by Daniel Yergin. *Quantitative Finance*, 12(12), 1787–1789. <https://doi.org/10.1080/14697688.2012.719735>

Zapata, S., Castaneda, M., Aristizabal, A. J., & Dyner, I. (2022). Renewables for supporting supply adequacy in Colombia. *Energy*, 239, 122157. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122157>

Zapata, S., Castaneda, M., Garcés, E., Franco, C. J., & Dyner, I. (2018). Assessing security of supply in a largely hydroelectricity-based system: The Colombian case. *Energy*, 156, 444–457. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.118>

Zapata, S., Castaneda, M., Herrera, M. M., & Dyner, I. (2023). Investigating the concurrence of transmission grid expansion and the dissemination of renewables. *Energy*, 276, 127571. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127571>

Zerda Sarmiento, Á. (2015). *La Economía De Colombia, Entre La Apertura Y El Extractivismo (Colombian Economy, between Openness and Extractivism)* (SSRN Scholarly Paper 2707252). <https://doi.org/10.2139/ssrn.2707252>

Ziegler, M. S., & Trancik, J. E. (2021). Re-examining rates of lithium-ion battery technology improvement and cost decline. *Energy & Environmental Science*, 14(4), 1635–1651. <https://doi.org/10.1039/D0EE02681F>

Comunidad Andina de las Naciones – CAN. (2002). Marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad, Pub. L. No. DECISION 536. [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.comunidadandina.org/StaticFiles/DocOf/DEC536.pdf](https://www.comunidadandina.org/StaticFiles/DocOf/DEC536.pdf)

Comunidad Andina de las Naciones – CAN. (2009). Sobre la vigencia de la Decisión 720 “Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”, Pub. L. No. Decisión 720. [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/decision\\_comisioncandina\\_dec720.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/decision_comisioncandina_dec720.htm)

Comunidad Andina de las Naciones – CAN. (2011). Sobre la Vigencia de la Decisión 757 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”. [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/decision\\_comisioncandina\\_dec757.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/decision_comisioncandina_dec757.htm)

Comunidad Andina de las Naciones – CAN. (2017). Marco regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad, Pub. L. No. Decisión 816. [chrome-](https://www.comunidadandina.org/StaticFiles/DocOf/DEC816.pdf)

extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.comunidadandina.org/StaticFiles/DocOf/DEC816.pdf

Consejo Nacional De Política Económica Y Social, Republica De Colombia. (2022). CONPES 4075—POLÍTICA DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4075.pdf>

Gobierno Nacional de Colombia. (2020). Actualización de la Contribución Determinada a nivel Nacional-NDC - Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. <https://www.minambiente.gov.co/cambio-climatico-y-gestion-del-riesgo/actualizacion-de-la-contribucion-determinada-a-nivel-nacional-ndc/>

Mazzella, F. (2017). Avanza la interconexión energética entre Colombia y Panamá. Conexión Intl. <https://conexionintl.iadb.org/2017/11/03/avanza-la-interconexion-colombia-panama/>

Ministerio de Minas y Energía. (2020, marzo 10). Propuestas de documentos de la Misión de la Transformación Energética. <https://www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/propuestas-de-documentos-de-la-misi%C3%B3n-de-la-transformaci%C3%B3n-energ%C3%A9tica/>

Ministerio de Minas y Energía. (2022). Diálogo social para definir la hoja de ruta de la transición energética justa en Colombia. <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.minenergia.gov.co/documents/9497/HojaRutaTransicionEnergeticaJustaColombia.pdf>

Ministerio de Minas y Energía. (2021). Plan integral de gestión del cambio climático del sector minero energético 2050. [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.minenergia.gov.co/documents/6393/PIGCCme\\_2050\\_vf.pdf](chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.minenergia.gov.co/documents/6393/PIGCCme_2050_vf.pdf)

Planas, M., Tejada, J., & Madrigal, M. (2023, mayo 5). Iniciativa SINEA: Hacia la integración eléctrica de la región andina. Energía para el Futuro. <https://blogs.iadb.org/energia/es/iniciativa-sinea-hacia-la-integracion-electrica-de-la-region-andina/>

SisCONPES. (s/f). Inicio—SisCONPES. 13 de julio de 2023. [https://sisconpes.dnp.gov.co/sisconpesweb/#documentos\\_conpes](https://sisconpes.dnp.gov.co/sisconpesweb/#documentos_conpes)

Transparencia Venezuela. (2013). Petrocaribe representa el 50 % del presupuesto nacional en ingresos petroleros. Transparencia Venezuela. <https://transparenciave.org/project/petrocaribe-representa-el-50-del-presupuesto-nacional-en-ingresos-petroleros/>

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



[http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion\\_Energias\\_Renovables/INTEGRACION\\_ENERGIAS\\_RENOVANLES\\_WEB.pdf](http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf)

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (2019). PEN 2020—2050. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergica/PEN\_documento\_para\_consulta.pdf



## Agradecimientos

Agradecemos a todas las personas que participaron en la construcción de los documentos de la Hoja de Ruta de las Transición Energética Justa. Así mismo agradecemos a todas las organizaciones y entidades que hicieron parte de este proceso, entre ellas FENOGE, NRGI, Transforma, entre otros.