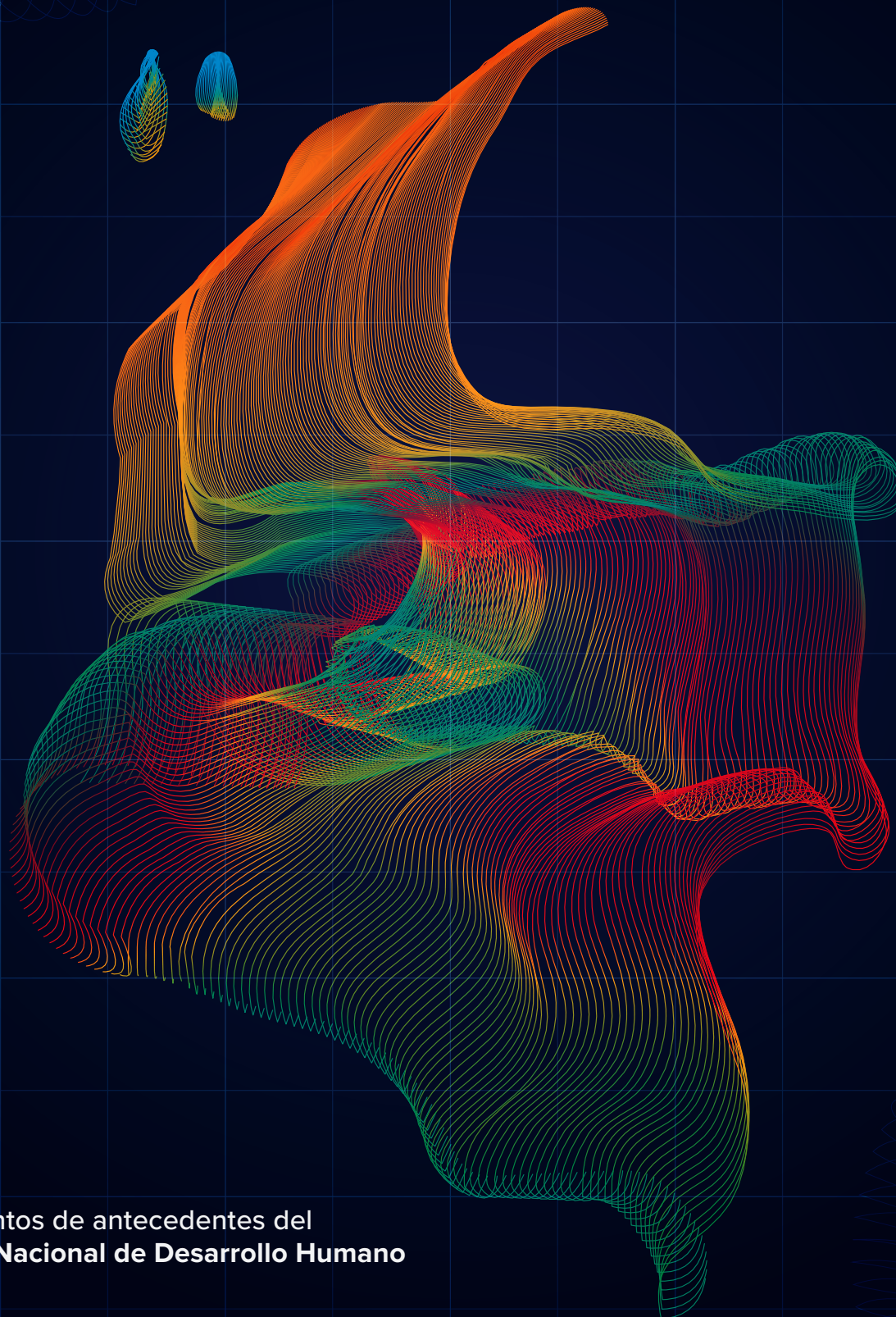

La dependencia del país y de los territorios de los hidrocarburos y el carbón en Colombia y la necesidad de la diversificación de las exportaciones y de la producción ante la transición energética



La dependencia del país y de los territorios de los hidrocarburos y el carbón en Colombia y la necesidad de la diversificación de las exportaciones y de la producción ante la transición energética

Directora

Astrid Martínez O

Asistente

Jesús Daniel Sarmiento S

1. Introducción

Las actividades de hidrocarburos y carbón en Colombia cumplen un rol importante en materia productiva y, de manera especial en algunos departamentos. Su aporte al total del Producto Interno Bruto ha caído durante los últimos años, pero el valor agregado del sector de explotación de minas y canteras tuvo una participación promedio del 5,2% en el PIB real durante la última década (2013- 2022). Adicionalmente, la producción de crudo y carbón requiere bienes y servicios de otros sectores y genera encadenamientos hacia atrás. Y, de otra parte, en el caso del petróleo y el gas natural, la demanda de la refinación y la petroquímica ejerce efectos multiplicadores hacia adelante en esa cadena productiva.

Así mismo, el sector es el primero en exportaciones con aportes de entre el 55% y el 65% del total de las ventas externas en la última década. Y, en línea con la actividad real y la dinámica exportadora, el sector atrajo recursos de inversiones directas externas, IED, equivalentes al 53% del total en 2012, para después decrecer hasta el 16%, en 2016, en medio de una caída de las cotizaciones internacionales del crudo, para después recuperarse en alguna medida en 2022, cuando respondió por los aportes de la IED en un 26%. En este, como en los otros indicadores descritos, la recuperación de los precios internacionales ha contribuido a la restitución del aporte del sector a los indicadores sectoriales y nacionales, sin llegar a los valores de los años de la bonanza 2012-2015. En parte, debido al menor nivel de precios alcanzado en el mercado internacional, pero también a la reducción de la producción nacional de hidrocarburos y de sus exportaciones.

Además de su aporte al crecimiento y al balance externo de la economía, el sector es un importante contribuyente en las finanzas del Estado, generando ingresos a través de varias vías. De un lado, a través de los impuestos directos e indirectos, donde las empresas del sector, tanto públicas como privadas, pagan el impuesto de renta, aranceles e IVA. De otro lado, el Grupo Ecopetrol, genera dividendos para el gobierno nacional al ser su mayor accionista. En tercer lugar, por tratarse de un recurso natural no renovable, quienes explotan los hidrocarburos deben pagar una contraprestación al Estado, dueño del subsuelo, bajo la forma de regalías, que son recibidas por las entidades territoriales y no por el gobierno nacional. Los ingresos fiscales del gobierno central nacional, GNC, son alimentados en parte por la renta petrolera, que suma los ingresos tributarios petroleros y los ingresos de capital provenientes de los dividendos de Ecopetrol, de manera variable a lo largo de la década, en línea con el ciclo petrolero de los precios internacionales y de la producción nacional. El año de mayor aporte, en el periodo 2012-2022, fue 2013, con 3,3% del PIB, y los siguientes mejores aportes fueron los de los años 2022, con 2,7% del PIB, y 2012 y 2014, con 2,6% del PIB, como renta petrolera. El año de menor aporte fue 2016, cuando la contribución a los impuestos petroleros fue casi nula, y la de los ingresos de capital fue de apenas 0,1% del PIB.

En síntesis, Colombia no es un país minero. La importancia del petróleo y el carbón en el PIB nacional es relativamente baja; la dependencia nacional de los hidrocarburos y el carbón se expresa en dos dimensiones: la primera en la volatilidad de los aportes a los balances externo y fiscal y la segunda en la vulnerabilidad de estos aportes en términos del nivel de las contribuciones del sector a la dimensión nacional de esos balances.

Otra es la situación en los departamentos especializados en la producción de hidrocarburos o carbón, y la dependencia de estas actividades requiere especial atención, en vista de la evolución de la demanda mundial de estos combustibles y los impactos de la transición energética en la actividad y el bienestar de estas regiones. Por esta razón, resulta de interés analizar, no solo la dependencia de estos territorios de estas industrias, sino cómo deben prepararse para la disminución gradual de su contribución a la economía local y al bienestar social.

Los compromisos ambientales de las naciones en el marco del Acuerdo de París se han traducido en políticas públicas que buscan reducir las distintas fuentes de emisiones, y así mitigar los efectos del cambio climático. En el caso de la política energética, las políticas estimulan el crecimiento de las energías renovables no convencionales como la solar y la eólica, y desincentivan la expansión de los combustibles fósiles en el nivel mundial.

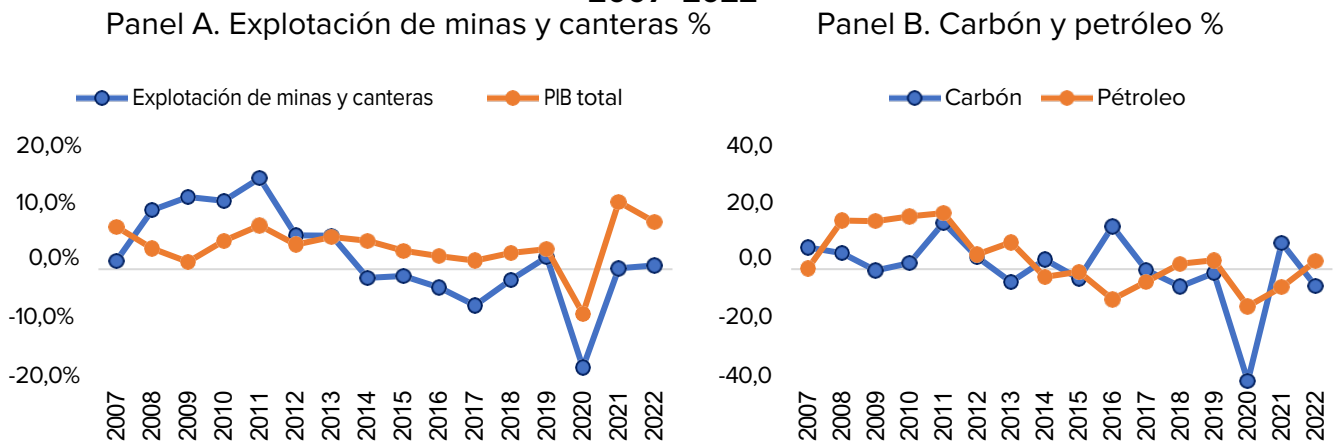
Este documento tiene 5 secciones, además de esta introducción. Se describen, en primer lugar, en dos secciones, los aportes de los hidrocarburos y el carbón a la economía nacional y a los departamentos productores. En la siguiente sección, se analizan las proyecciones de la demanda mundial y local de petróleo y carbón, en medio de la transición energética y de la lucha contra el calentamiento global, para enmarcar los desafíos de la economía colombiana y, en particular de los departamentos productores. Por último, se formulan conclusiones y unas recomendaciones sobre cómo deben prepararse estos territorios ante la paulatina reducción de la demanda, tanto externa como interna y frente a los retos de las transiciones energética, productiva y fiscal.

2. Dependencia de hidrocarburos y carbón. Nivel nacional

2.1 Aporte al valor agregado de la economía

El Gráfico 1 compara el crecimiento anual de la actividad de explotación de minas y canteras¹ con el de la economía, así como las tasas de crecimiento de los subsectores de explotación de petróleo y carbón, durante los últimos 15 años. El ritmo de expansión de la economía ha sido mayor que el del sector explotación de minas y canteras desde 2014, en contraposición con el periodo 2008-2013 cuando el sector creció más que el PIB nacional. Al respecto Neville y Restrepo (2018) así como Córdoba et al (2017) destacan la importancia de la dinámica de los precios internacionales del petróleo, que pesa alrededor del 65% en el sector, en el crecimiento del PIB total y sectorial, y en otras variables macroeconómicas como los términos de intercambio del país, las cuentas externas, la tasa de cambio, las finanzas públicas y el riesgo país.

Gráfico 1. Tasas de crecimiento del sector de minas y canteras, y del petróleo y carbón 2007- 2022



Fuente: DANE

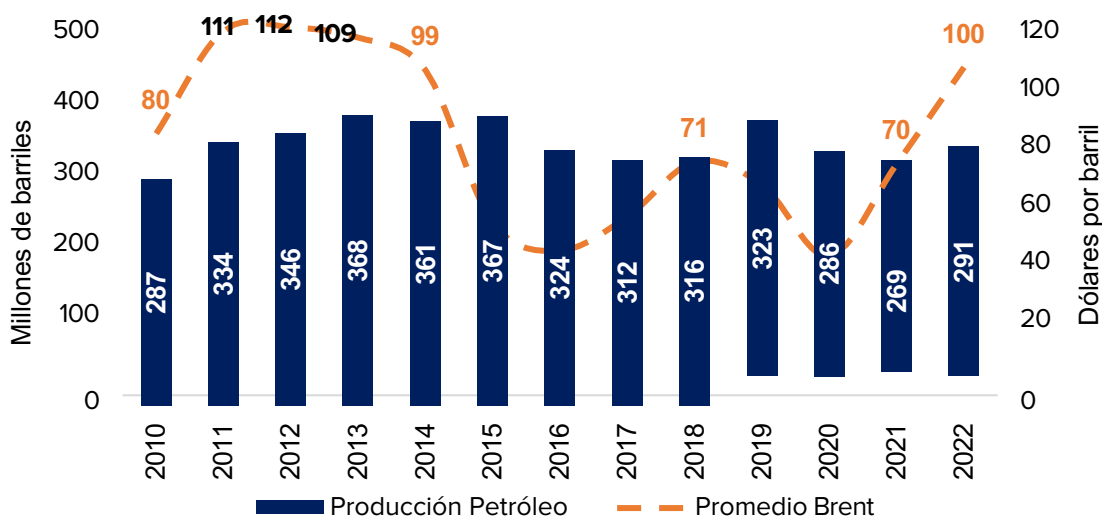
Por su parte, la explotación de los sectores de hidrocarburos y carbón, que representa cerca del 80% del agregado minero, ha experimentado un crecimiento promedio anual de 3,2% y 0,1% respectivamente, en los últimos 15 años, con comportamientos variables a lo largo del período. El petróleo tuvo un periodo de auge de 2008 a 2013 registrando un crecimiento promedio de 13,0%. Entre 2013 y 2017, el valor agregado de los hidrocarburos cayó a un ritmo promedio de 1,1%, consistente con la reducción del precio internacional del petróleo Brent (de 109 US en 2013 a 54 US en 2017, Gráfico 2), tuvo una recuperación en 2018-19 y, en medio de la pandemia del COVID 19, cayó 11,8% en 2020. Después, se observa una recuperación progresiva hasta 2022 en línea con los

¹ El sector Explotación de minas y canteras incluye: 1) Extracción de carbón de piedra y lignito 2) Extracción de petróleo crudo y gas natural y actividades de apoyo para la extracción de petróleo y de gas natural 3) Extracción de minerales metalíferos 4) Extracción de otras minas y canteras 5) Actividades de apoyo para otras actividades de explotación de minas y canteras.

incrementos en los precios internacionales así como en la producción que toco un mínimo en el año 2021 con la producción de 269 millones de barriles en contraposición al máximo obtenido en 2015 de 367 MbIs.

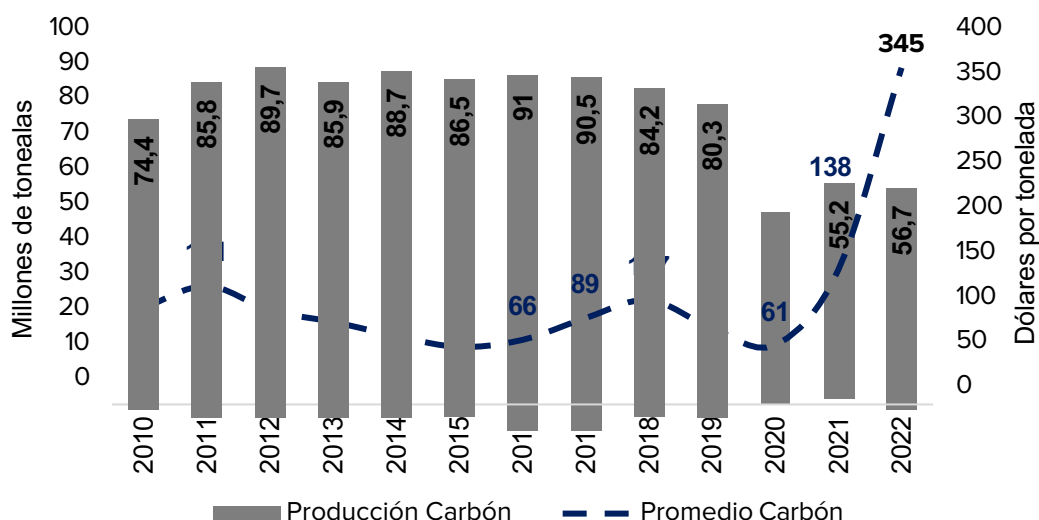
Por otro lado, la explotación de carbón que tuvo importantes crecimientos durante 2011 (14,7%) y 2016 (13,6%) experimentó, de igual forma, una caída pronunciada durante 2020 con un decrecimiento del orden del 35,5%. En 2022, no regresó a los niveles prepandémicos, debido a la reducción de la oferta producida por la devolución de los títulos mineros de Prodeco, en el Cesar, a comienzo de 2021, y la no asignación de los activos en un nuevo proceso licitatorio. Se ha perdido la ventana de crecimiento de los precios internacionales (Gráfico 3), que alcanzaron registros récord durante el año 2021, pero principalmente durante el año 2022, donde el precio por tonelada métrica alcanzó USD 345 la tonelada, que se compara con USD 78/t en 2019.

Gráfico 2. Precio promedio del Brent y producción de petróleo (MbIs) 2010-2022



Fuente: Banco Mundial y ANH.

Gráfico 3. Precio promedio del carbón y producción (MTon) - Referencia Australiana 2010- 2022



Fuente: Banco Mundial y ANH.

El sector de minas y canteras es altamente intensivo en capital y sus encadenamientos hacia adelante y hacia atrás son menores que en otros sectores. Sin embargo, este está lejos de ser un sector de enclave. El análisis de insumo-producto muestra que un aumento de la producción de carbón de 1 peso genera aumentos en la producción bruta nacional de 2,44 pesos y el multiplicador es de 1,66 pesos, en el caso de hidrocarburos. En términos de valor agregado un aumento en 1 peso en la producción de carbón induce un aumento en valor agregado nacional de 1,3 pesos y de 1,14 en hidrocarburos; asimismo, la remuneración al trabajo representa solo el 13% del valor de la producción minera pero, al incluir los efectos indirectos e inducidos, el resultado de un aumento de un peso en la producción de carbón es el aumento de la remuneración del trabajo en 0,30 pesos y de 0,13 en hidrocarburos. (Martínez y Aguilar, 2014).

Al interior del sector minero, los encadenamientos muestran diferencias (Cuadro 1). El carbón tiene un consumo intermedio muy bajo y las exportaciones constituyen el destino de su producción en un 92.6%, mientras que el petróleo se exporta en un 60.8% y el consumo intermedio alimenta cadenas de valor local, en especial en la producción de combustibles líquidos y materias primas para la petroquímica. Los minerales metálicos y otras actividades mineras se orientaron fundamentalmente al consumo local intermedio, en un 95,6% y 88.5%, respectivamente.

También hay encadenamientos hacia adelante, cuando el crudo y el gas natural son demandados como insumos productivos para la producción de otros bienes y servicios en otros sectores, en especial para la refinación y la petroquímica².

² En cuyo caso contribuye a la diversificación de la economía local, con agregación de valor en la cadena productiva, como se ve en la sección de la dependencia en el nivel territorial.

Cuadro 1. Estructura agregada de encadenamientos del sector minero en Colombia, 2015 (Miles de millones de pesos-MMP)

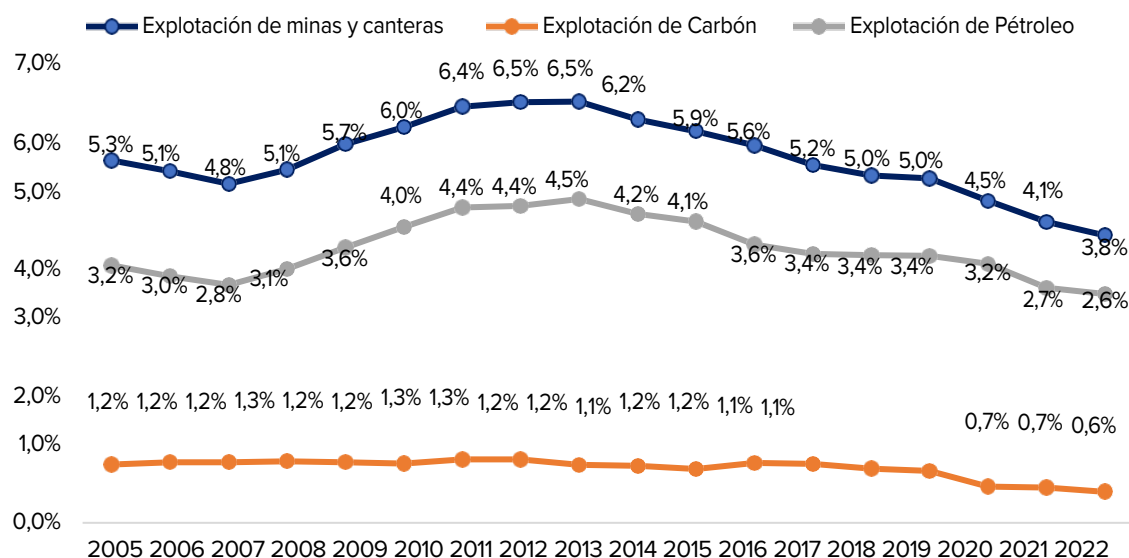
	S6		S7		S8		S9	
	MMP	%	MMP	%	MMP	%	MMP	%
Consumo intermedio	906	7,2	21.208	34,0	5.235	95,6	3.328	
Demanda de inversión	28	0,2	3.103	5,0	1	0,0	-51	
Demanda de los hogares	6	0,1	122	0,2	79	1,4	7	
Demanda del gobierno regional	0	0,0	1	0,0	1	0,0	2	
Demanda del gobierno central	0	0,0	1	0,0	1	0,0	2	
Exportaciones	11.713	92,6	37.598	60,8	162	3,0	474	
Discrepancias estadísticas	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	
Demanda total	12.653	100,0	61.853	100,0	5.478	100,0	3.762	
Consumo intermedio	3.271,00	25,9	25.347	41,0	1.729	31,6	1.414	
Importaciones	427	3,4	2.793	4,5	107	1,9	128	
Impuestos y subsidios	122	1,0	668	1,1	51	0,9	63	
Valor agregado	8.833	69,8	33.046	53,4	3.592	65,6	2.156	
Producción bruta	12.653	100,0	61.853	100,0	5.478	100,0	3.762	
Relación capital-trabajo	3,210		5,820		9,800		8,710	
Elasticidad de exportaciones	-0,420		-0,478		-0,040		-1,658	

S6 - Minería de carbón y lignito; S7 - Extracción de petróleo crudo y gas natural; S8 - Minería de minerales metálicos; S9 - Otras actividades extractivas

Fuente: Estimaciones de Haddad, Bonet & Pérez (2022) con base en DANE.

En términos de la participación del sector de explotación de minas y canteras, se tiene que llegó a una contribución máxima de 6,5% al PIB real durante los años de 2012 y 2013 para caer luego hasta 5,2% en 2017, y 3,8% en 2022. De igual forma, los subsectores de petróleo y carbón han reducido su participación en el producto. El aporte del petróleo creció de manera sostenida desde 2007, año en el que se hizo, por coincidencia, la capitalización de Ecopetrol y su consagración como empresa petrolera, sin funciones públicas, y cuando comenzó la curva de ascenso de los precios internacionales. La participación en el PIB de los hidrocarburos estuvo por encima del 4,0% entre 2010 y 2015. El máximo de la contribución del crudo se dio en 2013 (4,5% del PIB), año en el que los precios del crudo estuvieron altos y la producción de petróleo y gas superó el millón de barriles diarios en petróleo equivalente; desde 2016 cayeron los precios, se redujo la producción, y fue disminuyendo el aporte hasta llegar a 2,6% en 2022. En el caso del carbón, mantuvo una participación de alrededor de 1,2%, entre 2005 y 2019, pero esta participación se redujo desde 2020 y en 2022, contribuyó con apenas la mitad de ese registro histórico, cayendo al 0,6%. (Gráfico 4)

Gráfico 4. Participación en el PIB



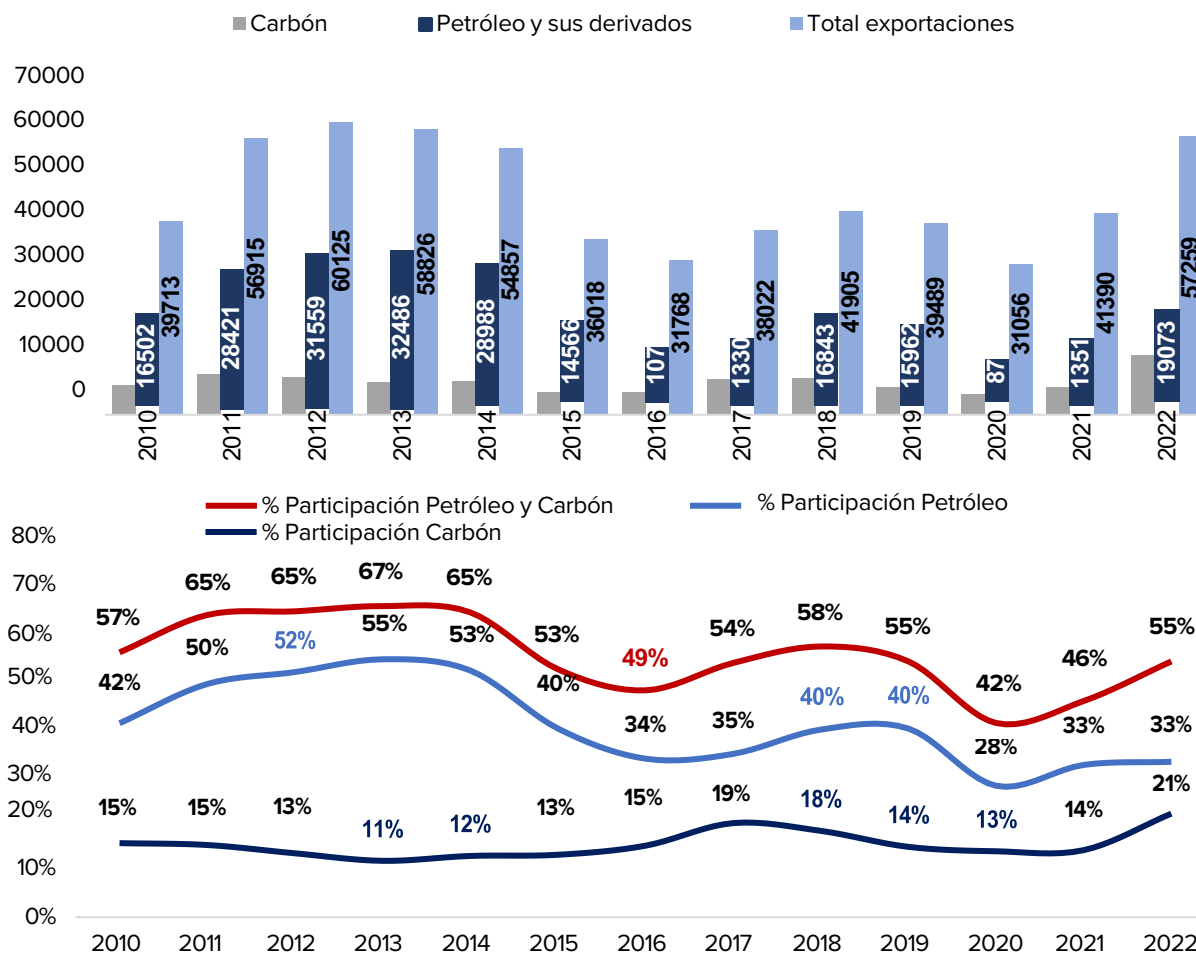
Fuente: DANE.

De acuerdo con lo anterior, se evidencia que el PIB minero crece por encima del total de la economía en tiempos de auge y se contrae más que el resto de la economía en tiempos de desaceleración o 2005 y 2019, crisis. Su dinámica se explica principalmente por los precios internacionales del petróleo. Si bien el sector nunca ha alcanzado participaciones significativas en el producto interno colombiano, sí es un importante dinamizador de la actividad productiva y se relaciona de manera importante con el ciclo económico. Según Sachs y Larraín (1993), en momentos de altos precios se favorece el aumento del consumo interno, con un sesgo hacia los bienes no transables, y una estructura productiva basada en recursos naturales, servicios, construcción y transporte. En este sentido, un estudio de Fedesarrollo (Villar et al., 2014) encontró que el impacto del boom petrolero sobre el PIB llegó a ser significativo durante el boom de la primera mitad de la década pasada. Entre 2006 y 2013, la ocurrencia de esta bonanza implicó que el PIB nacional creciera en promedio 0,9 puntos porcentuales más por año.

2.2 Aporte de los hidrocarburos y el carbón al sector externo

El ciclo de los precios internacionales de los minerales ha determinado también la evolución del comercio internacional del país. El gráfico 5 muestra la evolución de las exportaciones de petróleo y carbón con respecto de las exportaciones totales. Si bien es cierto que la participación de ambos ha disminuido en el transcurrir de la última década, como consecuencia de la caída del precio del petróleo durante los años 2014, 2015 y 2020, la contribución sectorial a las ventas externas totales alcanzó a superar el 65%, a comienzos de la década, y en 2022 alcanzó el 55%. En particular, las exportaciones de crudo superaron el 50% de las ventas externas totales del país durante los años 2011 a 2014, alcanzando un máximo en 2013 (52%) con ventas por USD 32.486 millones. Esta participación se vio afectada por la pandemia en 2020, registrando un 28% del total de exportaciones, pero se ha recuperado hasta llegar a un 33%, en 2022 con ventas por USD 19.073 millones. Por su parte, las ventas externas de carbón representaron en promedio un 14% de las exportaciones totales entre 2010 y 2020. En el año de la pandemia contribuyeron con un 13% del total, y en 2022 representaron un 22% del total de ventas externas, equivalentes a USD 12.289 millones, debido a que los precios crecieron 150%, con respecto de 2021. (Gráfico 3).

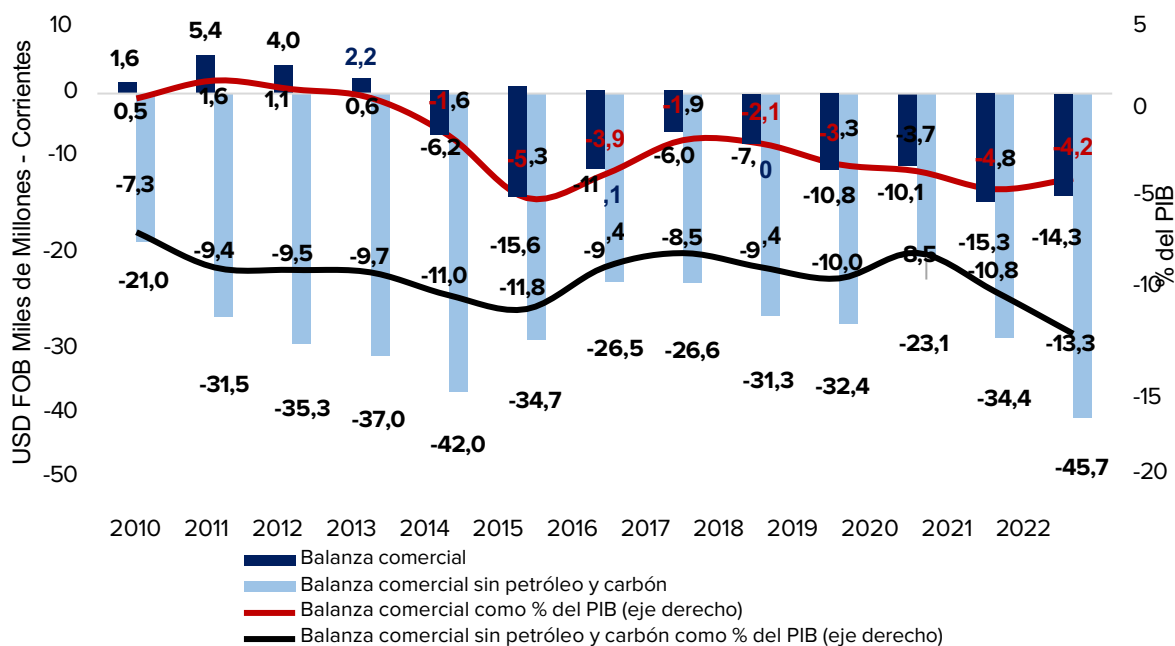
Gráfico 5. Exportaciones de petróleo, carbón y participación (MUSD)



Fuente: DANE

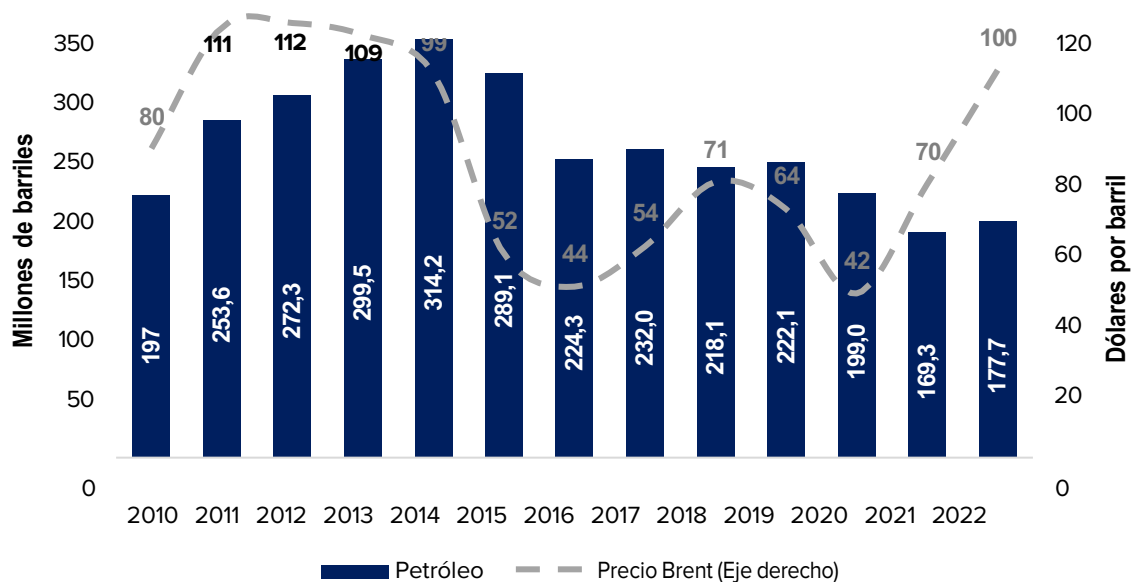
De igual forma, las exportaciones de petróleo y carbón han sido determinantes en la reducción del déficit comercial externo de Colombia durante los últimos años, incluso aportando a los superávits registrados a comienzos de la década pasada. Es tal la importancia de estos dos que, en ausencia de sus ventas externas, el déficit de balanza habría alcanzado los USD 37.000 millones en 2013 (frente al superávit observado de USD 2.200 millones de la balanza comercial total) y USD 45.700 millones en 2022 (frente al déficit observado de USD 14.300 millones de la balanza comercial total). Cabe destacar de igual forma como las cantidades de exportación de petróleo y carbón han caído respecto a sus máximos históricos. El petróleo quien en 2014 registro una explotación récord de 314 millones de barriles (Mbbls) ha caído hasta los 178 Mbbls en 2022. En la misma línea, el carbón el cual llegó a una cifra cercana a los 100 millones de toneladas a mitad de la década pasada, ha descendido hasta las 61 M-ton (Gráfico 7). La dependencia externa del país de los ingresos petroleros es el mayor desafío en el marco de la transición energética en curso. La diversificación de las exportaciones y la sustitución de importaciones por producción local competitiva toman tiempo y el plazo para hacerlas realidad se viene acortando, ante la proximidad del momento en el que la demanda mundial de hidrocarburos y carbón comience a caer.

Gráfico 6. Balanza comercial 2010-2022 (Miles de Millones de dólares FOB)

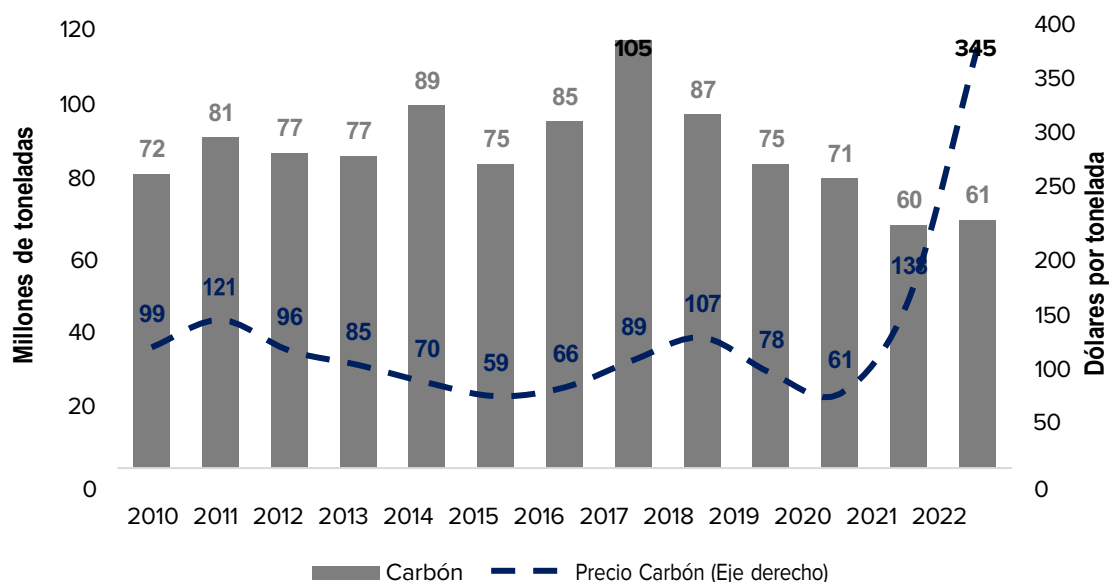


Fuente: DANE.

Gráfico 7. Exportaciones de petróleo y carbón. Cantidades y precios



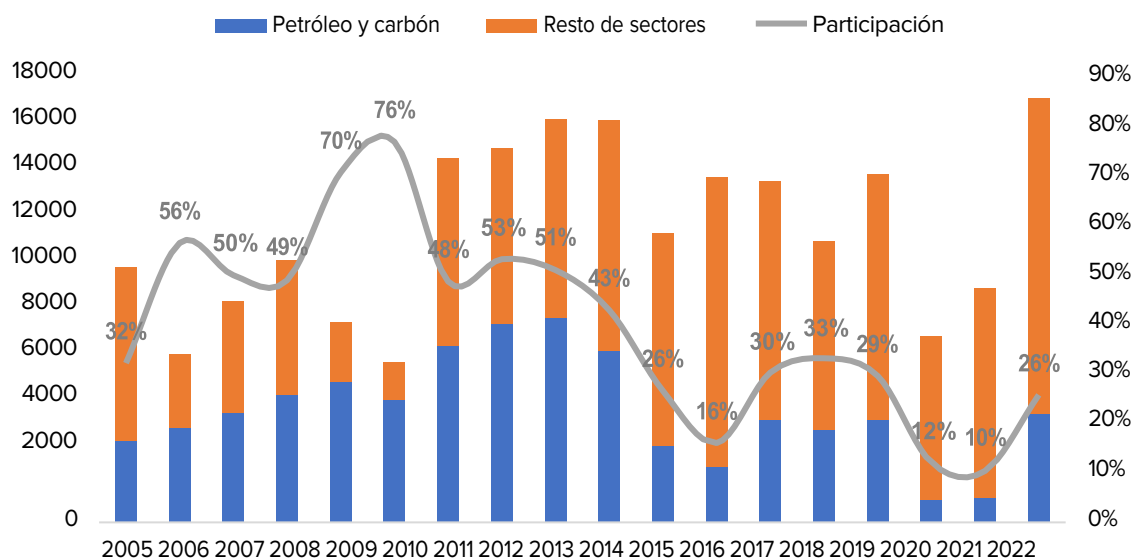
Fuente: DANE.



Fuente: UPME.

Por otro lado, en línea con el alza de los precios internacionales del crudo y el carbón, estas actividades atrajeron inversión externa directa, IED. Como se observa en el Gráfico 8, la mayor participación en la IED se presentó entre 2010 y 2013, con un promedio de 60,0% (USD 6.767 millones en promedio). De hecho, hasta 2014, estos dos combustibles concentraban la mayor parte de la inversión extranjera en Colombia. Luego de la caída de los precios del petróleo y del carbón, la IED del sector se redujo y dejó de ser el sector que más contribuyó a la inversión externa. Así pues, la inversión se redujo hasta 2020, en el año de la pandemia del COVID-19, cerrando en USD 896 millones y con una participación del 12%. No obstante, durante 2022 la IED de los dos sectores ha mostrado señales de recuperación y ha repuntado su participación hasta el 26% sobre el total de IED significando una entrada de cerca de 4.367 millones de dólares en 2022.

Gráfico 8. Inversión extranjera por sectores 2005-2022 MUSD

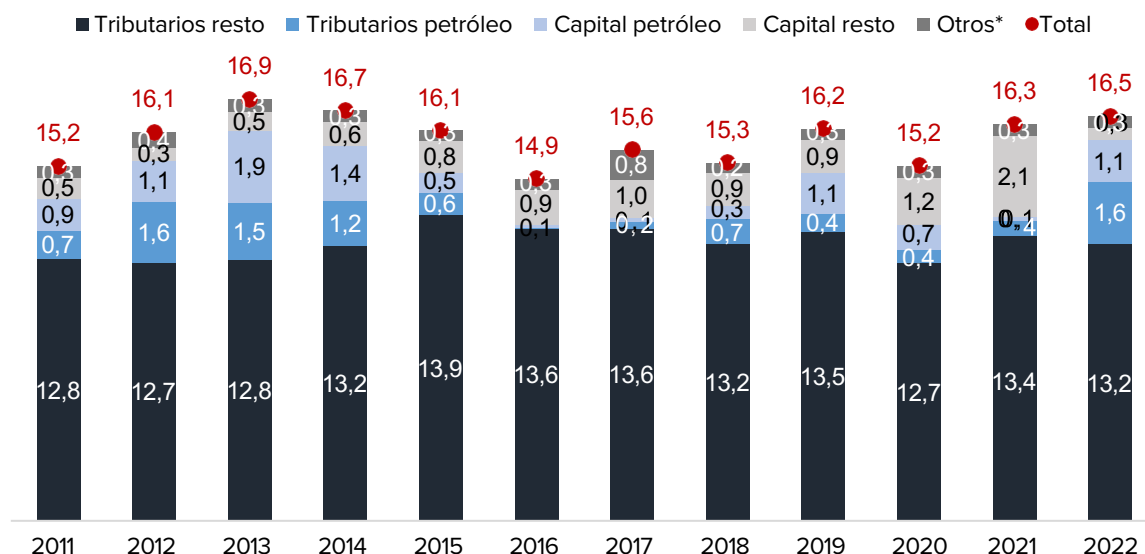


2.3 Contribución de los hidrocarburos y el carbón a las finanzas públicas nacionales

Además de su contribución a la balanza de pagos y la generación de divisas, el petróleo y el carbón contribuyen a las finanzas del país y de las regiones, a través del pago de impuestos y de los dividendos de Ecopetrol, en el caso de los ingresos del gobierno nacional, y mediante el pago de impuestos y regalías a las entidades territoriales.

En el nivel nacional, los ingresos del Gobierno Nacional Central (GNC) han tenido una tendencia similar al comportamiento del ciclo del precio del petróleo, como resultado del aporte de los ingresos petroleros a la Nación a lo largo de la década pasada. Los ingresos tributarios aportaron cerca del 88% a los ingresos totales de GNC, y los ingresos de capital, el 9,9%, entre 2011 y 2022. En el total de los ingresos tributarios del GNC, los impuestos petroleros contribuyeron con el 5,4% durante el periodo. Por su parte, los pagos petroleros de capital representaron, en promedio, 45,3% de los ingresos de capital de GNC, es decir, 0,8% del PIB.

Gráfico 9. Descomposición de los ingresos totales del GNC (% del PIB)

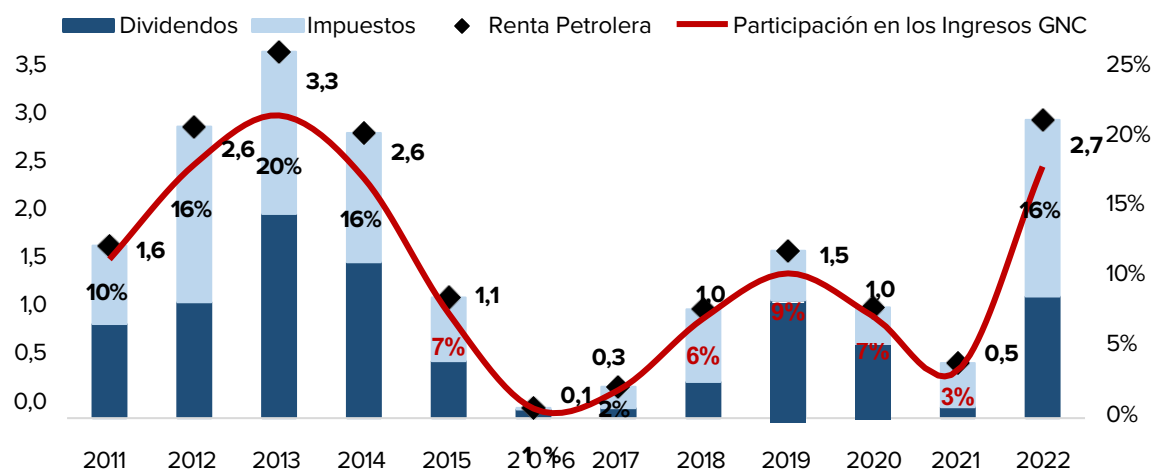


Fuente: MFMP Minhacienda,

El pago de los impuestos de renta de las empresas petroleras y de los dividendos de Ecopetrol constituyen una parte importante de los ingresos de la Nación. La volatilidad del precio del petróleo y la evolución de las variables reales y externas relacionadas con la explotación petrolera ha impactado la trayectoria de los ingresos fiscales del GNC en la última década (Gráfico 10). La reducción de los precios del petróleo, a finales de 2014, y las consecuencias en la actividad productiva del sector implicaron que los ingresos fiscales se redujeran y cambiara la relación de los ingresos del GNC y el PIB nacional, que sufrió una inflexión entre 2016 y 2018, en gran parte explicada por la reducción del aporte de los impuestos petroleros y los dividendos de Ecopetrol.

A partir de 2018, se observó una importante recuperación en los ingresos fiscales provenientes del sector, pero distaron bastante de los niveles observados a inicios de la década, a la par que el mercado internacional del petróleo exhibía mayores precios. Así, entre 2018 y 2020, el giro de dividendos y el pago de impuestos relacionados con el sector petrolero representaron en promedio un 7,5% de los ingresos totales del GNC, pasando de un aporte de \$9,7 billones en 2018 (1,0% del PIB) a \$10,1 billones, equivalentes también a 1,0% del PIB en 2020. No obstante, en este último año se presentó una reducción en los ingresos por impuestos, pasando de \$4,8 billones en 2019 a \$3,5 billones en 2020, en un año impactado por la crisis del COVID-19. En 2021-2022, con la recuperación de la economía y el crecimiento del precio internacional del crudo, la contribución petrolera a los ingresos corrientes del GNC fue de 3% y de 16% en cada año, equivalentes a 0,5% y 2,7% del PIB respectivamente, (2021 y 2022).

Gráfico 10. Aportes del sector hidrocarburos y participación en ingresos corrientes del Gobierno Nacional (%PIB)



Fuente: DANE.

Cabe destacar, por otra parte, que el déficit del Fondo de Estabilización de los Precios de los Combustibles (FEPC) supone un reto adicional para las finanzas públicas. Este fondo, creado en 2007 con el objetivo de atenuar en el mercado interno el impacto de las fluctuaciones de los precios internacionales, evita que el ingreso al productor - IP experimente fluctuaciones sustanciales si hay movimientos drásticos y repentinos en los precios internacionales de los combustibles. La dinámica entre ambos precios determina la posición del fondo; así, cuando el precio de referencia es mayor al de paridad se genera un diferencial de participación, mientras que cuando esta diferencia es negativa, se genera un diferencial de compensación. (MinHacienda, 2022). No obstante, las dinámicas internacionales que generaron, entre otras, presiones sobre la oferta y demanda de crudo a nivel mundial aunado a la estabilidad de precios en el ámbito local llevaron a un déficit del fondo durante 2021 y 2022 equivalente a 3,6 y 18,3 billones de pesos (0,3% y 1,3% del PIB), el cual se está gestionando en 2023.

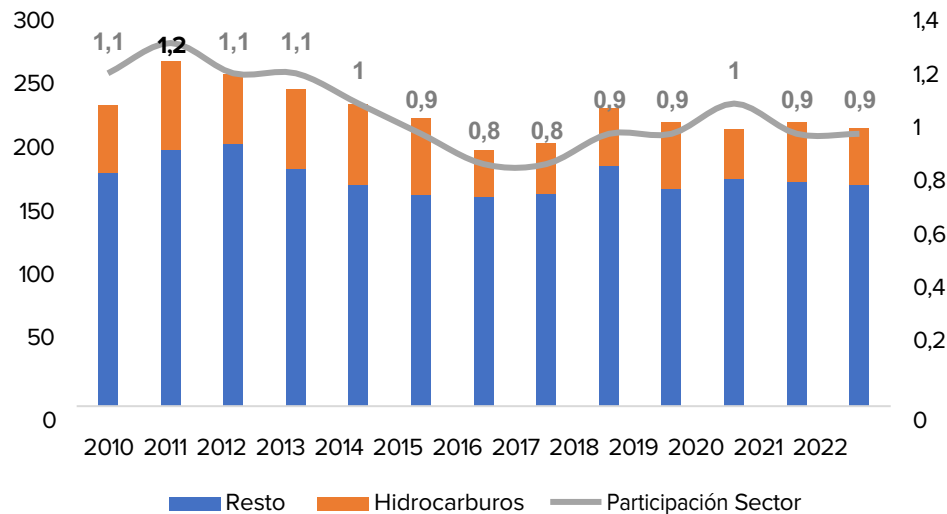
Por otro lado, las dos empresas más grandes de explotación y exportación de Carbón que concentran cerca del 83% de la producción (Drummond y Cerrejón) aportaron en 2021, por concepto de impuestos tasas y contribuciones, cerca de 2,4 billones de pesos y cerca de 1,76 billones de pesos en regalías, sumando cerca de 0,4% del PIB.

2.4 Aporte de los hidrocarburos y el carbón al empleo

El sector de explotación de minas y canteras es una actividad intensiva en capital y por lo tanto su contribución al empleo nacional (1,2% en 2022) es menor que la de su aporte al PIB (3,8% en 2022).

En los últimos doce años (2010-2022), el sector de petróleo y gas (hidrocarburos) ha contribuido con 47.000 empleos directos en promedio, representando el 0,2% del total de la ocupación en el país (Gráfico 11). No obstante, las mejores cifras de empleo en este rubro se observaron, de manera similar al valor agregado de hidrocarburos, entre 2010 y 2014, cuando se generaron 55.000 empleos directos en esta actividad. A partir de 2015 y hasta 2017, la ocupación se redujo hasta ubicarse en un promedio de 41 mil personas, disminuyendo en 24,3% respecto al trienio anterior. En los últimos tres años el sector mantuvo el nivel promedio de empleo, con cerca de 41 mil ocupados, donde se resalta que, en 2020, en medio de la pandemia del COVID-19, el empleo relacionado con la extracción de petróleo y gas natural se mantuvo en 35.000 personas.

Gráfico 11. Empleo en el sector de minas y canteras 2010-2022. Miles.

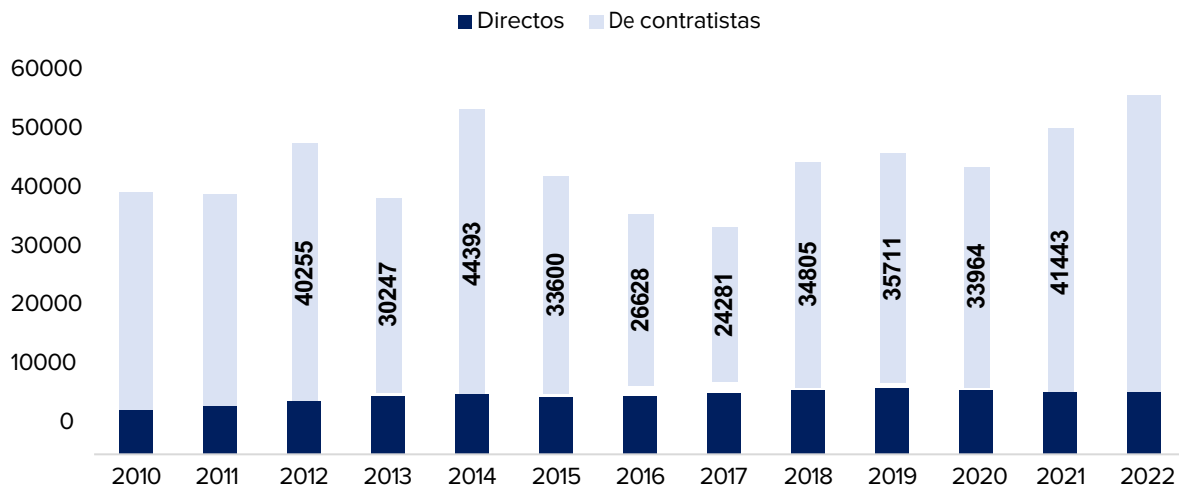


Fuente: DANE-GEIH

A estas cifras se suma la generación de empleos a través de empresas contratistas (indirectos) y para la cual no se cuenta con información agregada: la hay para algunas empresas. Los informes de sostenibilidad de Ecopetrol, principal empresa del sector de hidrocarburos y empleador, muestran que en promedio entre empleados directos y contratistas durante el periodo 2010-2022 se emplearon a 48.000 personas cada año, de los cuales, en promedio, 9 mil trabajos fueron directos y 35.000 por parte de contratistas (Gráfico 12).

La actividad petrolera genera también el desarrollo de un sector de proveedores especializados que contratan mano de obra calificada y a quienes se exigen altos estándares de seguridad industrial y de relaciones con los grupos de interés. La Cámara Colombiana de Petróleo, Gas y Energía (CAMPETROL), por ejemplo, reúne más de 150 empresas nacionales y extranjeras que proveen material de transporte, maquinaria, taladros y servicios de ingeniería, entre otros. El Grupo Ecopetrol en 2022 contrató con sus proveedores un total nacional \$32,6 billones, equivalentes al 20,4% de sus ingresos totales, de los cuales \$5 billones correspondieron a contratación local (Ecopetrol, 2022).

Gráfico 12. Empleos directos y de contratistas del grupo Ecopetrol 2010-2022

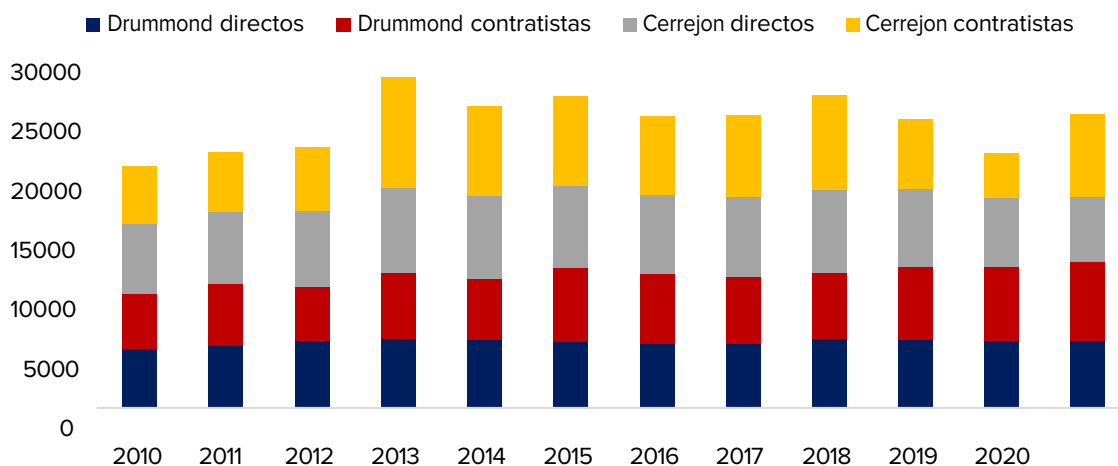


Fuente: Ecopetrol

En la actividad carbonera, las dos principales empresas exportadoras de carbón térmico, Drummond Ltda. y Cerrejón S.A. generaron en promedio 10.700 empleos directos y un poco más de 10.000 a través de contratistas durante el periodo 2010-2021. Para 2021, último dato disponible, los empleos directos ascendieron a 9942, y a 12.115 a través de contratistas, entre las dos empresas. Cerrejón SA. contó en promedio con una mayor cantidad de empleados directos (5.800) que lo que hizo Drummond Ltda. (4900). La mayoría de sus empleados se encuentran cerca de las minas de explotación en el Cesar y la Guajira y que en un 80% los trabajadores son locales.

De igual forma, Drummond, la mayor empresa carbonera del país, tuvo 1 756 proveedores con quienes contrató USD 860,5 millones en 2021, de los cuales 696 fueron proveedores nacionales; 32% de las compras nacionales se hicieron en la región Caribe.

Gráfico 13. Empleos directos y de contratistas de Drummond Ltda. y Cerrejón S.A. 2010-2022



Fuente: Informes de Sostenibilidad Drummond y Cerrejón (2010-2021)

)

3. Dependencia de hidrocarburos y carbón. Nivel territorial.

La dependencia de los departamentos productores de hidrocarburos y carbón varía en función de la participación de estas actividades en el PIB departamental, en la estructura productiva, los ingresos corrientes y de capital (regalías, los más importantes) de las entidades territoriales (departamentos, municipios y otros) y en el empleo y la contratación local.

3.1 Aporte al valor agregado en los departamentos

Cuadro 2. Participación de la explotación de minas y canteras en el PIB departamental 2006- 2021

Departamento	Promedio 2006-2021	2021
Meta	45,7%	43,0%
Casanare	48,0%	39,2%
Arauca	45,1%	35,3%
La Guajira	41,2%	32,2%
Cesar	34,7%	27,7%
Putumayo	33,4%	22,5%
Chocó	25,7%	12,2%
Guainía	9,7%	6,5%
Huila	9,3%	5,3%
Boyacá	7,8%	4,9%
COLOMBIA	5,5%	4,1%
Santander	3,8%	3,1%
Tolima	5,9%	2,6%
Bolívar	2,8%	2,4%
Córdoba	1,8%	2,2%
Antioquia	2,4%	2,1%
Caldas	1,4%	1,4%
Norte de Santander	2,9%	1,4%
Cauca	1,7%	0,8%
Sucre	0,6%	0,6%
Nariño	1,8%	0,6%
Cundinamarca	1,0%	0,4%
Caquetá	0,4%	0,3%
Magdalena	0,3%	0,3%
Risaralda	0,4%	0,3%
Guaviare	0,4%	0,3%
Atlántico	0,2%	0,2%
Quindío	0,3%	0,2%
Vaupés	0,4%	0,2%

Vichada	0,3%	0,2%
Valle del Cauca	0,2%	0,1%
Amazonas	0,2%	0,1%
Bogotá D.C.	0,1%	0,1%
San Andrés	0,1%	0,1%

Cuadro 3. Especialización minera y estructura productiva en los departamentos más dependientes en 2021 (% del PIB)

	Minería ³	Agricultura	Industria	Comercio	Administración pública y defensa
Meta	43%	12%	3%	12%	10%
Casanare	39%	14%	3%	19%	9%
Arauca	35%	20%	3%	10%	16%
La Guajira	32%	4%	1%	15%	24%
Cesar	28%	9%	4%	14%	20%
Putumayo	23%	6%	1%	17%	31%

Fuente: DANE

La especialización minera y estructura productiva en los departamentos más dependientes en 2021 detalla en el Cuadro 3 el poco peso relativo de la industria y de servicios terciarios de estas regiones. En estos departamentos, aparte de la mencionada minería, el comercio y la administración pública y defensa son los principales sectores que aportan al producto interno bruto.

3.2 Cociente de localización

El Cociente de Localización es un indicador que mide la especialización relativa de una determinada región o departamento en una actividad productiva. Lo anterior se obtiene al comparar la participación de una actividad económica en el PIB departamental, respecto de la participación de la misma actividad en el PIB nacional. Aquellos sectores que presenten un cociente mayor a 1, indican una especialización relativa de la región en dicho sector, respecto a la estructura económica nacional y un mayor reto en la transición energética.

Los resultados del cociente de localización para el período comprendido entre 2010 y 2021, para unos departamentos seleccionados, muestran una marcada especialización en la actividad de explotación de minas y canteras, rama que comprende la extracción del petróleo y carbón para los departamentos de Meta, Casanare, Arauca, La Guajira, Cesar y Putumayo. (Cuadro 4). El indicador alcanzó un valor de 10,5 en 2021 en el Meta, lo cual significa que el peso del sector de explotación de minas y canteras en Meta fue 10 veces mayor al peso del mismo sector en la economía nacional. Los indicadores para los otros departamentos de igual forma se ubicaron por encima de la unidad, es decir, su participación en la economía departamental fue superior a la observada para el mismo sector en la economía

³ El sector Explotación de minas y canteras incluye: 1) Extracción de carbón de piedra y lignito 2) Extracción de petróleo crudo y gas natural y actividades de apoyo para la extracción de petróleo y de gas natural 3) Extracción de minerales metalíferos 4) Extracción de otras minas y canteras 5) Actividades de apoyo para otras actividades de explotación de minas y canteras.

nacional. Siendo 9,6 veces mayor en Casanare, 8,6 en Arauca, 7,9 en La Guajira, 6,8 en el Cesar y 5,5 en el Putumayo. Entre los primeros 6 departamentos que tienen coeficientes superiores a 2, la importancia de la actividad minera (que incluye hidrocarburos) creció entre 2010 y 2021, excepto en Arauca y Putumayo. En estos departamentos, sin embargo, los coeficientes aún tienen valores muy altos. El indicador, para el sector de minas y canteras, se incrementó hasta 2018, con respecto de 2010, en los departamentos de Meta, Casanare y Cesar. Adicionalmente, los departamentos de Arauca y La Guajira mostraron cierta estabilidad al comparar los años de la muestra. Putumayo es el único departamento que redujo de forma significativa su indicador pasando de 6,7 en 2010 a 5,5 en 2021. Finalmente, los departamentos de Boyacá y Santander muestran una diversificación de sus economías, lo cual puede hacer el tránsito que comporta la eventual reducción de la demanda de petróleo y carbón térmico de exportación, más fluido (este indicador se situó, en promedio, en 1,4 y 0,8 respectivamente). Cabe observar que Santander cuenta con una alta participación del sector manufacturero, en especial de la refinación de derivados del petróleo, que permitió agregar valor a la producción local de petróleo, y que, si bien puede enfrentar el desafío adicional de la disminución en el largo plazo de la demanda de combustibles líquidos de uso automotor, también produce materias primas para la petroquímica, cuyos productos continuarán siendo demandados en el mercado mundial, y nacional⁴.

Cuadro 4. Cociente de localización minero. 2010-2021. Veces.

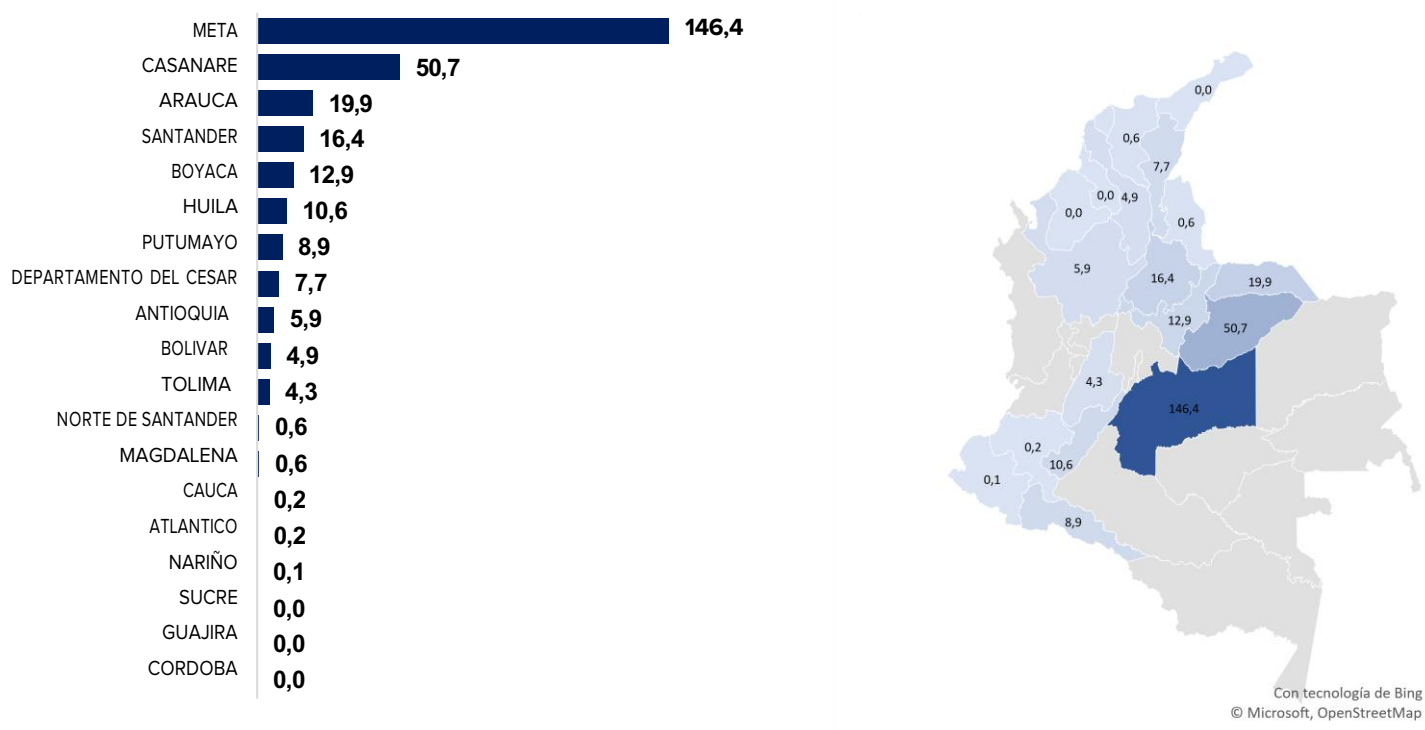
	2010	2014	2018	2021
Meta	8,1	8,7	9,5	10,5
Casanare	8,0	8,2	9,3	9,6
Arauca	8,9	6,2	7,0	8,6
La Guajira	7,7	7,0	7,4	7,9
Cesar	5,5	5,8	7,6	6,8
Putumayo	6,7	7,1	6,4	5,5
Boyacá	1,5	1,5	1,5	1,2
Santander	0,7	0,7	0,8	0,8

Nota: El indicador mide en número de veces que pesa el sector de explotación de minas y canteras en el departamento, comparado con el peso del mismo sector en la economía nacional

Fuente: DANE. cálculos propios

⁴ Los departamentos de Cundinamarca, Boyacá y Santander producen carbón a pequeña y mediana escala y enfrentarán también la necesidad de transformar esas explotaciones, pero no son objeto de estudio acá.

Gráfico 14. Producción anual de petróleo por departamento 2022 (Millones de barriles)

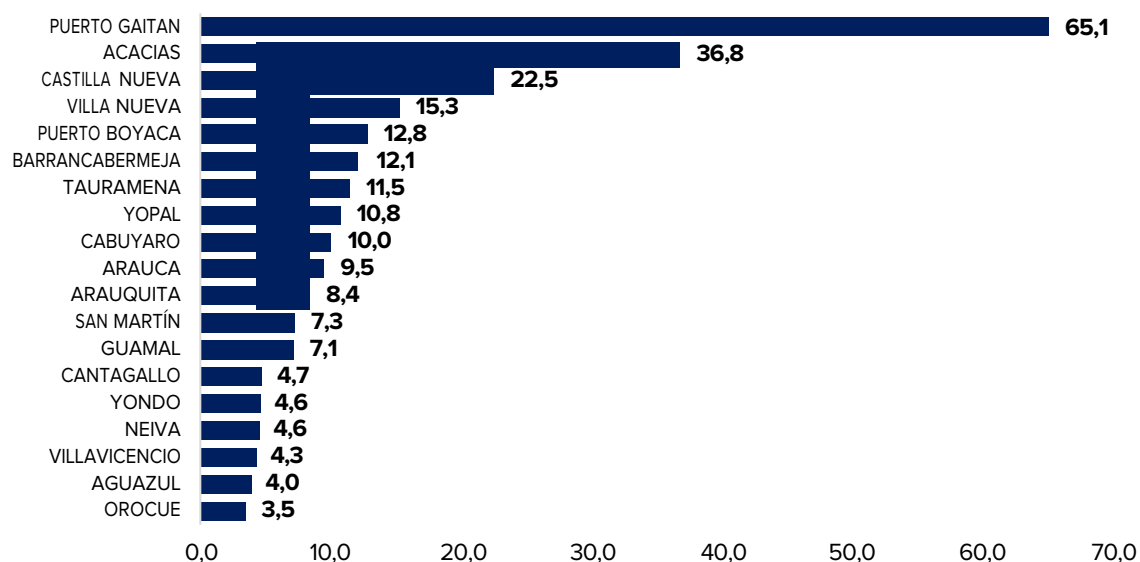


Fuente: ANH

En lo que se refiere a los departamentos con mayor producción de petróleo, sobresale el departamento del Meta que en 2022 concentró el 50,3% de la producción nacional anual, con 146,4 millones de barriles. A este, le siguen: Casanare con el 17,4% (50,7 millones de barriles), Arauca con el 6,8%, Santander con el 5,6%, Boyacá con el 4,4%, Huila 3,6%, Putumayo 3,1%, Cesar 2,7% y Antioquia con el 2,0% del total equivalentes a 5,9 millones de barriles. (Gráfico 14).

En esa línea, los municipios que registraron una mayor producción de petróleo durante el 2022 se concentraron en el departamento del Meta: Puerto Gaitán, Acacías y Castilla Nueva produjeron 65.1, 368 y 225 millones de barriles, respectivamente, sumando el 85% del total del departamento. De igual forma, cabe destacar la producción de los municipios de Villa Nueva en el departamento del Casanare (15,3 millones de barriles y 5,2% del total); de Puerto Boyacá, en el departamento de Boyacá (12,8 millones de barriles y 4,4% del total); y de Barrancabermeja, en el departamento de Santander (12,1 millones de barriles y 4,1% del total) (Gráfico 15).

Gráfico 15. Producción de petróleo por municipio 2022 (Millones de barriles)



Fuente: ANH

Por otro lado, dos departamentos concentran la mayor producción de carbón: el departamento del Cesar en 2022 concentró el 53,1% de la producción con 30,2 millones de toneladas; y La Guajira produjo el 33,8% del total, equivalente a 19,2 millones de toneladas. Cuatro departamentos producen algo más del 12% del total: Norte de Santander con el 3,9%, Boyacá con el 3,4%, Cundinamarca con el 2,9%, y Córdoba con el 2,1%. Con producciones marginales Santander, Antioquia, Valle del Cauca y Cauca contribuyen con 0,9% de la producción nacional de carbón térmico del país. (Gráfico 16).

En esa línea, los municipios que registraron una mayor producción de carbón térmico, la cual se exporta, durante 2022, se concentraron en el departamento del César. Becerril, La Jagua de Ibirico y El Paso por su parte causaron producciones en lo corrido del año por 20,4, 6,8 y 2,5 millones de toneladas respectivamente logrando en conjunto una producción de 29,8 millones de toneladas, el 99% del total del departamento. De igual forma, cabe destacar la producción de los municipios de Barrancas en el departamento de La Guajira (15,7 Millones de toneladas y 27,7% del total), Albania en el departamento de La Guajira (2,5 Millones de toneladas y 4,5% del total), Puerto Libertador en el departamento de Córdoba (1,2 Millones de toneladas y 2,1% del total) (Gráfico 17).

Gráfico 16. Producción de carbón térmico por departamento 2022 (Millones de Toneladas)

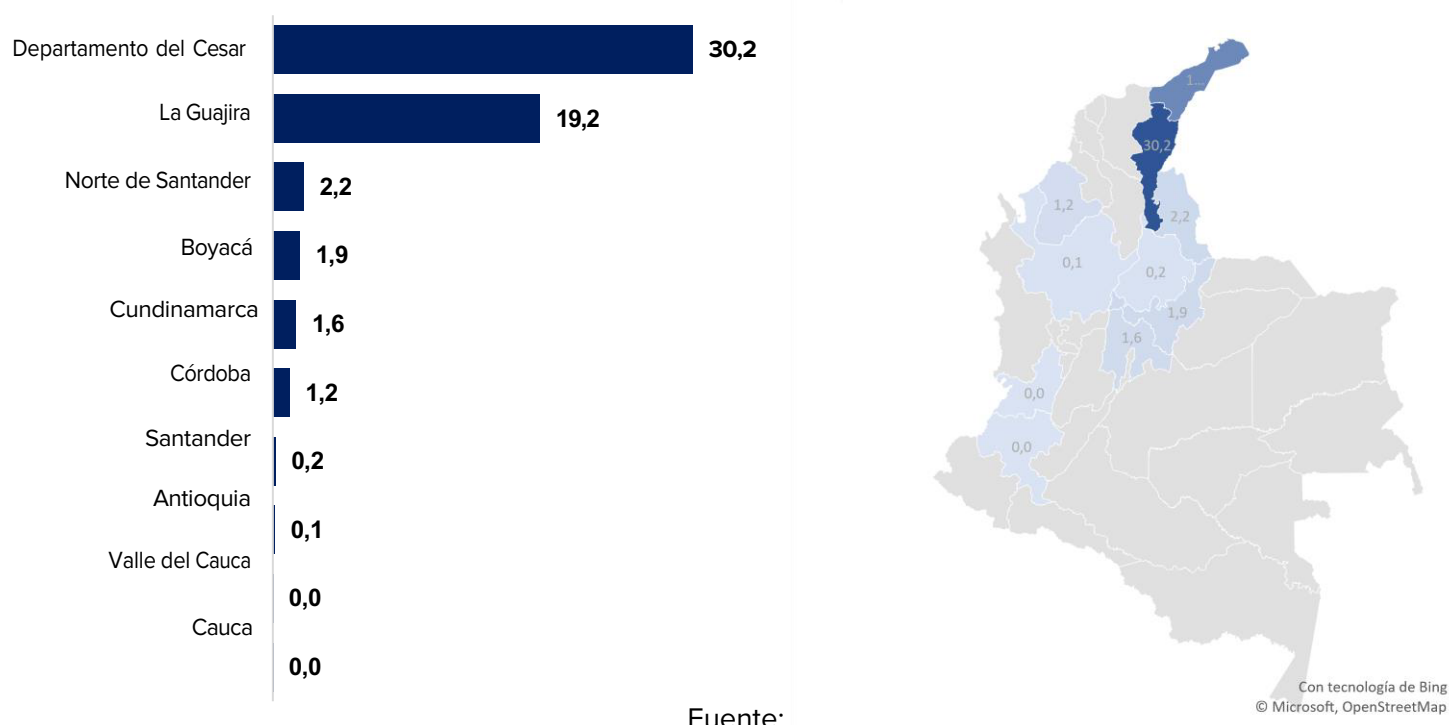
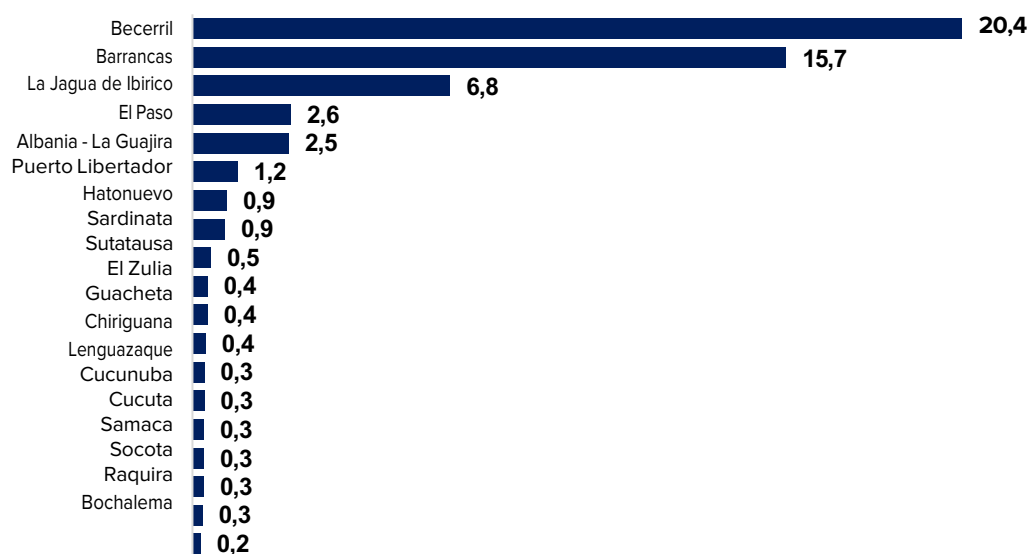


Gráfico 17. Producción de carbón por municipio 2022 (Millones de toneladas)



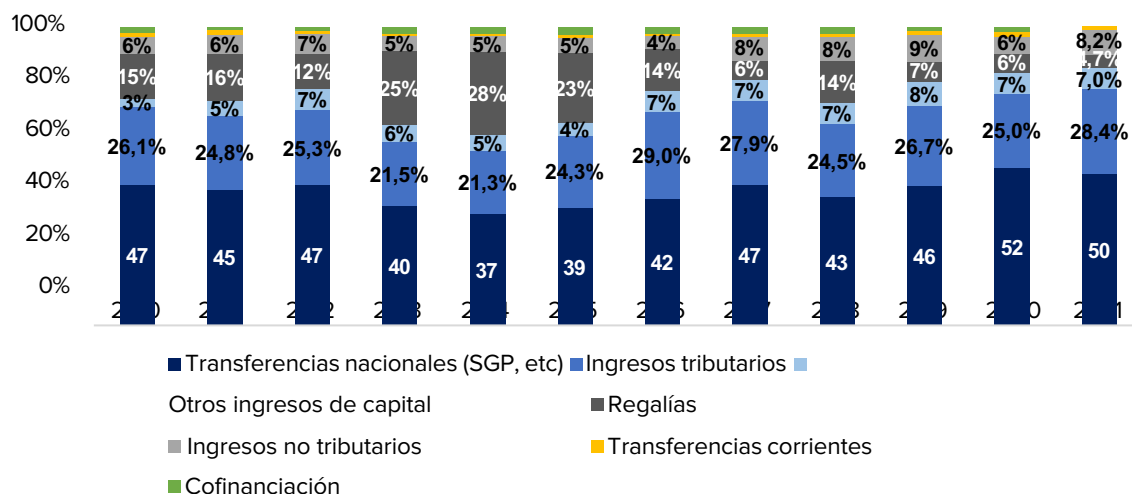
Fuente: ANM

3.3 Aporte a los ingresos fiscales departamentales

En los ingresos departamentales, las transferencias de la nación constituyen el ingreso más importante de los departamentos, seguido de los ingresos tributarios (Gráfico 18).

Después de las transferencias nacionales, con una participación de 45,0% (\$12,2 billones por año en promedio) y de los ingresos tributarios, que han aportado el 25,4% de los ingresos totales (\$6,9 billones por año en promedio), los recursos por concepto de regalías son el tercer rubro de los ingresos totales de las regiones productoras de petróleo y/o carbón. Entre 2010 y 2015, las regalías constituyeron el tercer renglón de ingresos fiscales en el agregado de todos los departamentos, y representaron el 20% del total de los ingresos departamentales. Desde 2016 hasta 2021, esa contribución cayó hasta un 9%, en promedio (Gráfico 18).

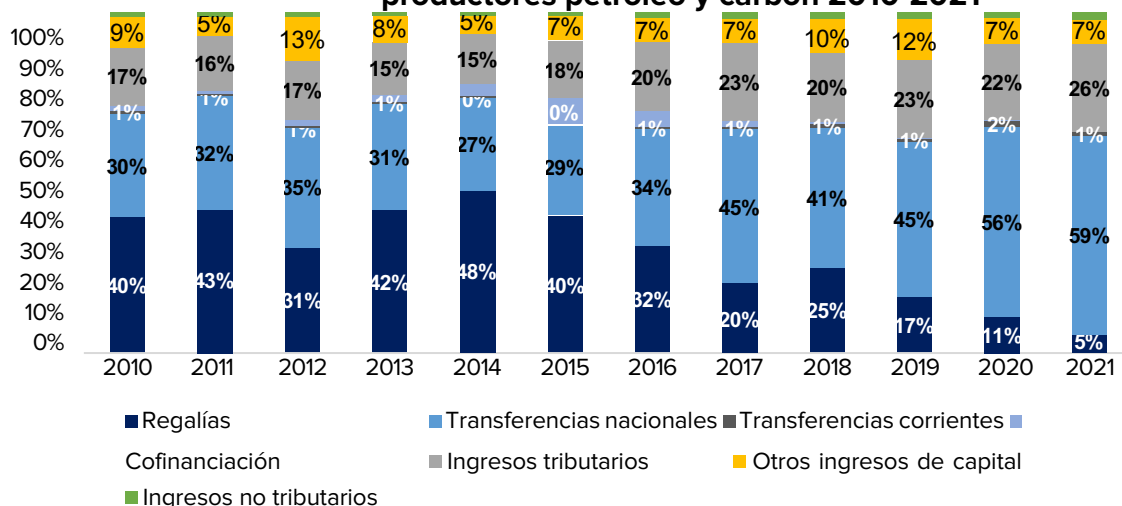
Gráfico 18. Composición de los ingresos totales en los departamentos del país 2010-2021



Fuente: SISFUT2-DNP

Estas participaciones varían entre los departamentos productores y no productores de recursos naturales no renovables. En este sentido, los ingresos por regalías en Meta, Casanare, Arauca, La Guajira, Cesar, Putumayo, Boyacá y Santander, que concentran la producción de crudo y carbón del país, representan una mayor proporción frente a los ingresos totales. Al realizar la misma comparación para los principales productores de crudo se encuentra que, entre 2010 y 2015, las regalías representaron el 41% de los ingresos, mientras que la participación entre 2016 y 2021 fue del 18% (Gráfico 19). En el promedio nacional, las regalías tuvieron una participación de 14% en los ingresos totales de los departamentos, entre 2010 y 2021; sin embargo, en el Meta esa participación fue de 52% en el periodo, en Casanare fue de 49%, en Arauca, 42%, en La Guajira, 36%, en Cesar, 27%, en Putumayo, 21%, en Boyacá, 11% y en Santander 10%.

Gráfico 19. Composición de los ingresos totales en los principales departamentos productores petróleo y carbón 2010-2021



Nota: Los departamentos productores corresponden a Meta, Casanare, Arauca, La Guajira, Cesar, Putumayo, Boyacá y Santander.

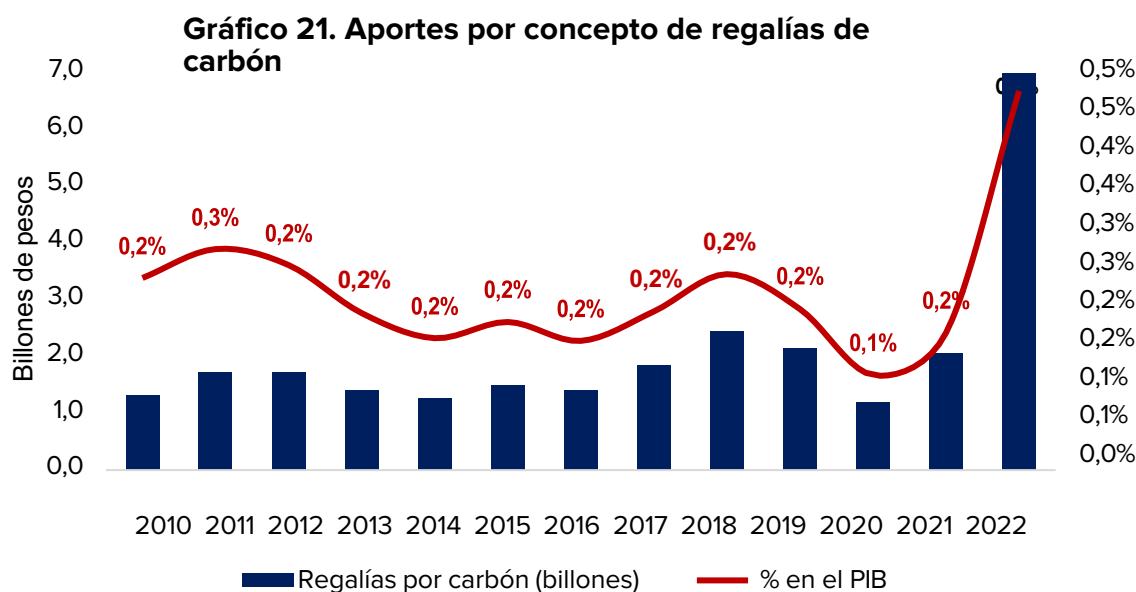
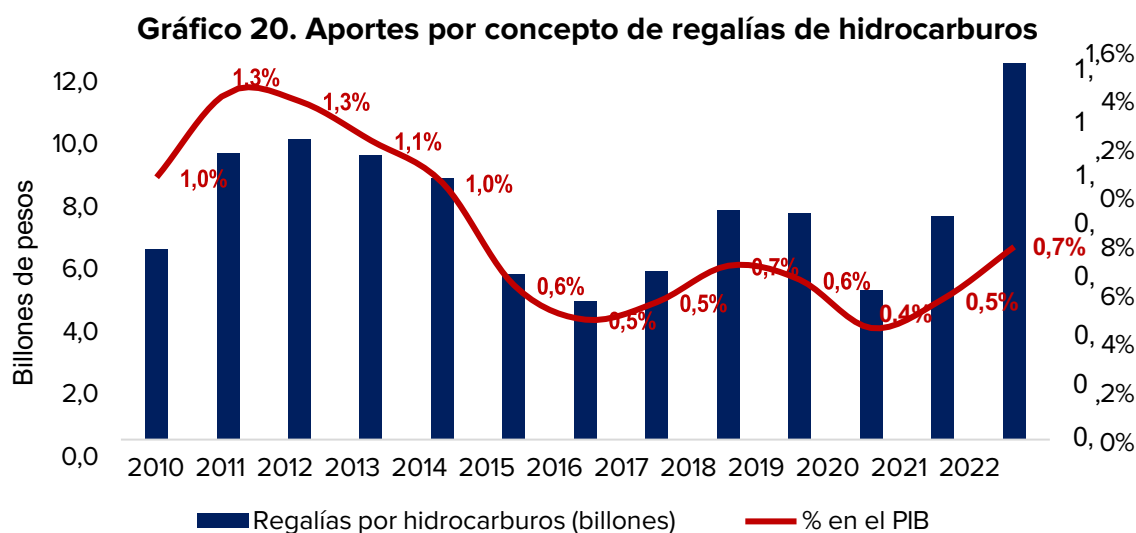
Fuente: SISFUT - DNP.

La ley 2056 de 2020⁵ define la distribución de las regalías en su artículo 22. Para los departamentos y municipios productores o con puertos marítimos y fluviales por donde se transporten los no renovables, el 20% del recaudo nacional de las regalías, como asignaciones directas. El 15% del recaudo va como asignación local a entidades territoriales con mayor pobreza, del cual dos puntos porcentuales deberán ejecutarse en proyectos de ambiente y desarrollo sostenible. Para proyectos de alcance regional, se asignan 34% de los recursos. El 1% se destinará a la conservación de las áreas estratégicas ambientales y la lucha contra la deforestación. Las actividades de ciencia, tecnología e innovación conservaron el 10% de normas anteriores, pero destinando al menos dos puntos porcentuales proyectos de CTi en ambiente y desarrollo sostenible. Medio punto porcentual del recaudo va a los municipios ribereños del Río Grande de la Magdalena. Para el Sistema general de Regalías va un 3% del recaudo: dos puntos porcentuales para su operación y labores de fiscalización y un punto porcentual para el seguimiento, la evaluación y el control de las regalías, medio punto del cual va a la Contraloría General de la Nación. Un 7% se destina durante 20 años al cumplimiento de los compromisos del Acuerdo de Paz, a partir de 2017. El remanente se distribuye al menos en un 50% al Fondo de ahorro y estabilización y el resto al fondo pensional de las entidades territoriales. Las regalías deben contribuir a financiar la inversión de los departamentos y municipios del país, y no su funcionamiento. En proyectos que contribuyan al desarrollo, la reducción de la pobreza y la inclusión de todos los grupos poblacionales; se incluyen algunos recursos para invertir en ambiente y desarrollo sostenible y se mencionan como criterios de la asignación regional proyectos de energías renovables no convencionales y de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

⁵ Las principales reformas de la ley 141 de 1994 sobre regalías, fueron las de ley 756 de 2002 y la ley 1530. Esta última modificó de manera drástica la participación de las regiones productoras de recursos energéticos no renovables (petróleo y minerales) en favor de una distribución que favoreciera también a entidades territoriales no productoras.

Las regalías constituyen entonces el mayor ingreso de capital de las regiones productoras. La Constitución Política de Colombia en su artículo 360 define el concepto de la regalía como una contraprestación económica de propiedad del Estado que se causa por la explotación de un recurso natural no renovable, como petróleo y gas, que se distribuye entre distintos fondos, asignaciones directas y administración. El hecho generador de las regalías es la producción de los recursos naturales no renovables; la etapa de exploración no paga regalías, por definición; en esa etapa se paga un derecho económico ya sea en un contrato de exploración y producción de hidrocarburos, E&P, o en un contrato TEA, de evaluación técnica del potencial de reservas en un área determinada. (Martínez y Delgado, 2021)

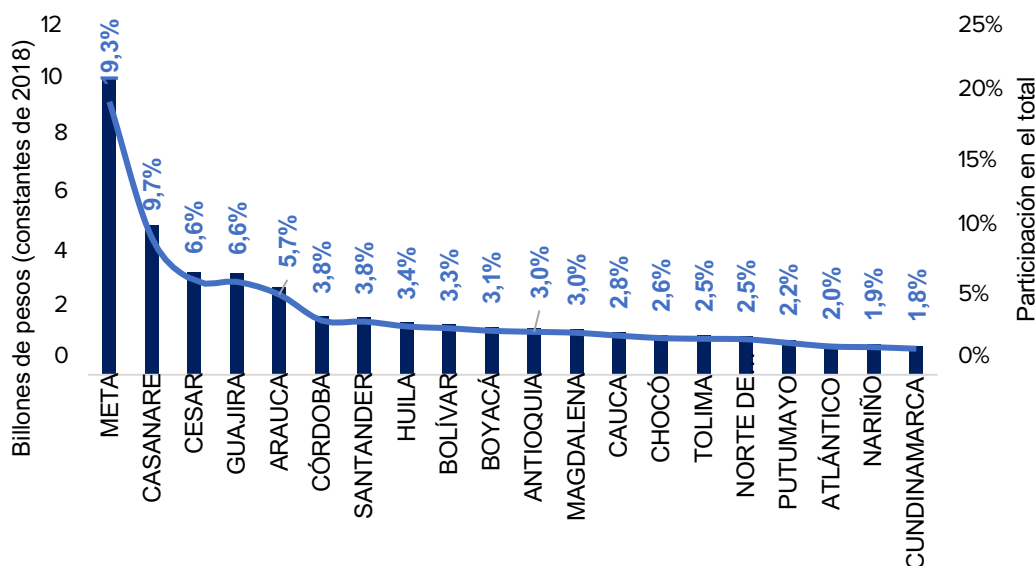
Las regalías representan recursos importantes de inversión para las entidades territoriales y, en el transcurso de estos últimos 13 años, promediaron el 0,8% del PIB o el equivalente a \$6,6 billones, en promedio. (Gráficos 20 y 21). La evolución de las regalías pagadas por los hidrocarburos y el carbón en la última década muestra la volatilidad de los ingresos mineros y la vulnerabilidad de los ingresos de capital de los departamentos y municipios productores frente a esas variaciones. Durante la primera mitad de la década, aumentaron, tanto los precios del crudo como las cantidades producidas, y el aporte de las regalías de los hidrocarburos llegó a representar el 1,0%, o más, del PIB, durante 5 años consecutivos. En la segunda mitad de la década, la producción y los precios cayeron y la devaluación del peso contribuyó a que la reducción de estos ingresos no fuera aún más marcada. Como porcentaje del PIB, la contribución en el último quinquenio del decenio pasado fue de alrededor de 0,6% del PIB, la mitad de la observada en los primeros años del boom de *commodities* (2011-2012). En 2022, se observa una recuperación a 0,7% del PIB y más de \$ 10 billones, debido al alza del precio del petróleo. (Gráfico 20).



Fuente: DANE, ANH, ANM, UPME.

En el caso del carbón, la evolución ha sido diferente y relativamente más estable. Las regalías han representado, a lo largo de la década, el 0,2% del PIB, con la excepción de 2 años: primero en 2011, con el 0,3% del PIB y, segundo, en 2022, con el 0,4%, debido al comportamiento del precio internacional. En el último año, el impacto de la cotización internacional (345 USD/Ton), que aumentó 350% con respecto de 2019 (78 USD por ton.) contrarrestó la caída de la producción a 56,5 millones de toneladas, la mitad de su promedio histórico (90 millones de toneladas). (Gráfico 21).

Gráfico 22. Distribución de Regalías por departamentos. acumuladas 2010-2021



Fuente: SISFUT - DNP

En 2011 se modificó el Sistema General de Regalías con el propósito de aumentar la participación de los departamentos y municipios no productores de minerales e hidrocarburos en el total de las regalías generadas por la actividad. La participación de los productores continuó siendo alta en los años siguientes y se concentró en los departamentos especializados en la actividad minera (incluyendo hidrocarburos). Entre 2010 y 2021, se destinaron recursos por \$52,1 billones a los departamentos por concepto de regalías, de los cuales cuatro departamentos concentran el 70% del total de las regalías directas giradas. Meta, el mayor productor de crudo del país, ha recibido recursos por \$10,1 billones (19%), y el segundo mayor productor de hidrocarburos, Casanare, percibió \$5,1 billones (10% del acumulado). Cesar y La Guajira, los mayores productores de carbón del país, ocuparon los siguientes dos lugares con \$3,5 billones (6,6%) y \$3,4 billones (6,6%), respectivamente. Los pagos de estos recursos directos se concentraron en la primera mitad de la década pasada, cuando los precios del crudo estuvieron un 1,8 veces más altos que al final del decenio. (Gráfico 22)

En esa línea, cabe destacar como el destino de los recursos de regalías es asignado de acuerdo con el nuevo SGR principalmente en inversión (92,5% del total). Mientras las asignaciones directas (25% del total) son destinadas a los municipios y departamentos productores, los componentes de Inversión regional (34%), Inversión local (15%), Asignación paz, ambiental y municipios rivereños (8,5%), Ciencia y tecnología (10%) se asignan de acuerdo con las necesidades socioeconómicas de su población para proyectos de inversión regional, municipal y distrital, con criterios de necesidades básicas insatisfechas (NBI), población y desempleo

Estos indicadores ilustran la dependencia fiscal de los departamentos especializados en la producción de hidrocarburos y carbón y la necesidad de diversificar sus fuentes de ingresos y aumentar el esfuerzo tributario para alcanzar una estabilidad en sus ingresos corrientes, lo cual les permitirá financiar gasto corriente permanente y satisfacer adecuadamente las necesidades de la población.

4. Desafíos de la economía colombiana y de los territorios dependientes del petróleo y el carbón en la transición energética

El punto más alto de la demanda futura mundial de los combustibles fósiles se sitúa, en los análisis internacionales, en 2030, para el carbón, y, en 2035, para los hidrocarburos. Los países productores tienen una ventana de oportunidad para continuar atendiendo la demanda mundial en ese horizonte de tiempo, siempre y cuando descarbonicen sus operaciones, cumplan estándares internacionales y eleven su productividad. Cuando comience a declinar la demanda mundial, los proveedores más eficientes, o más cercanos geográficamente a la mayor demanda, serán los que permanezcan en el mercado, durante un tiempo más prolongado.

En esta sección se ilustra cuál es la ventana de oportunidad para continuar vendiendo petróleo y carbón colombiano en el mercado internacional y las acciones que deben emprender el país, las entidades territoriales y las empresas de petróleo y carbón para prepararse ante los cambios de la demanda en el entorno de la transición energética mundial y la política pública nacional, para mitigar y adaptarse a los impactos del cambio climático. En primer lugar, se documentan las proyecciones del cambio en la demanda mundial de fósiles; en segundo lugar, se describe la forma como Colombia ha incorporado los compromisos internacionales de contribuir a la mitigación de las emisiones globales en su planeación energética. En tercer lugar, se ilustran las políticas en el mismo sentido de otros países. Enseguida, se analizan los retos de la economía colombiana, en los niveles nacional y subnacional, frente a la transición energética, en vista de la dependencia de las exportaciones colombianas de las ventas externas de hidrocarburos y carbón, y de la dependencia de los departamentos productores de esa actividad de las regalías que obtienen de su producción. El análisis de los retos territoriales se centra en las políticas productivas y el objetivo de cierre de brechas del desarrollo de las entidades territoriales, en quinto lugar. Un sexto segmento se centra en la necesidad de preparar también las empresas del sector para la transición. Y, por último, se relacionan los estudios que han aproximado cálculos de los costos de las políticas de mitigación y adaptación a los efectos del calentamiento global.

4.1 Proyecciones de la demanda internacional y nacional de petróleo y carbón en escenarios de transición energética

De acuerdo con la EIA (2023), las energías renovables desplazarán a los combustibles fósiles en el sector de la energía eléctrica debido a la disminución de los costos de la tecnología de las renovables no convencionales, como la solar y la eólica, y al apoyo de las políticas pública para ellas. El crecimiento económico, junto con el aumento de la electrificación en los sectores de uso final significa un crecimiento estable en la demanda de energía eléctrica del mundo en las próximas décadas. La disminución de los costos de capital para los paneles solares, las turbinas eólicas y el almacenamiento, así como los subsidios gubernamentales, dan como resultado que las energías renovables sean cada vez más rentables en comparación con las alternativas cuando se construye nueva capacidad de energía.

En todas las proyecciones y los escenarios probables, las energías renovables satisfacen cada vez más la demanda de energía a lo largo del período de proyección, y disminuyen los espacios para la generación eléctrica con gas natural, carbón o combustibles líquidos. De hecho, la energía renovable no convencional supera a la energía nuclear, incluso en el caso de Low Zero-Carbon Technology Cost (ZTC), que evalúa el impacto de reducciones de costos más pronunciadas para la energía nuclear y las energías renovables, que el caso de Referencia.

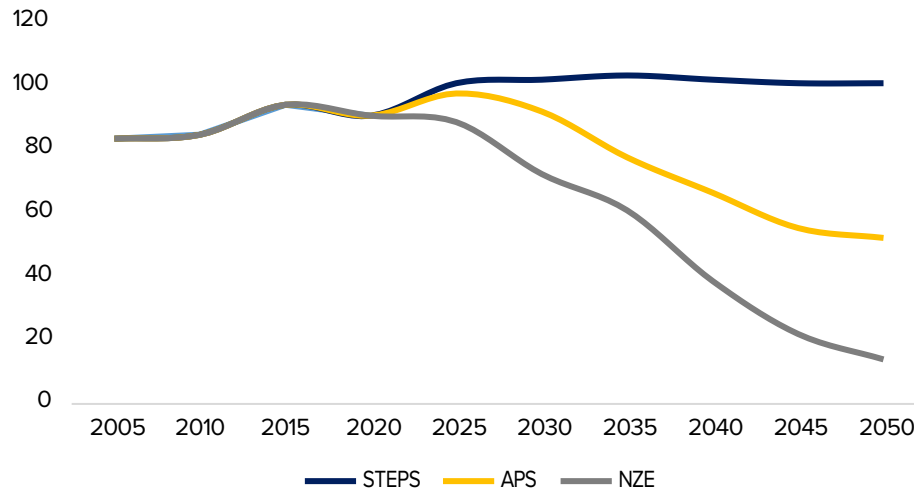
Por el lado de la demanda de combustibles fósiles para el transporte, se prevé que cada vez más habrá una reducción de la intensidad energética y del uso de esos combustibles. La sustitución en el caso de los vehículos livianos, dependerá del precio de los vehículos eléctricos y del costo de los combustibles de uso automotor, incluyendo impuestos y otros costos que puedan desestimular la demanda. La sustitución de los combustibles demandados para vehículos de carga y transporte de larga distancia (marítimo y aéreo) depende de avances tecnológicos y los avances en la agenda del hidrógeno.

Petróleo

Las proyecciones de la demanda mundial de petróleo estiman, según el escenario más probable, un máximo en 2035 desde el cual empiece un descenso paulatino hasta 2050. Entidades como IEA (2022) y BP (2023) estiman puntualmente la demanda máxima en los años 2035 y 2030 respectivamente. Según la IEA, se prevé que la demanda de petróleo aumente un 0,8 % anual durante esta década en el escenario más probable (STEPS) ⁶ que muestra la trayectoria de la configuración actual de políticas públicas, pero la adopción de los vehículos eléctricos hace que la demanda de petróleo se limite en alrededor de 103 millones de barriles por día (mb/d), a mediados de la década de 2030, debido a la disminución de la demanda en las economías avanzadas. En el escenario APS o el escenario de compromisos anunciados (APS, por sus siglas en inglés) supone que todos los objetivos aspiracionales anunciados por los gobiernos, en el marco del Acuerdo de París, se cumplen a tiempo y en su totalidad, incluidos sus objetivos de acceso a energía y cero netos a largo plazo. En este, la demanda de petróleo alcanzaría un máximo a mediados de la década de 2020, a medida que aumentan las ventas de vehículos eléctricos de pasajeros, que reflejan los objetivos nacionales y corporativos, con los precios actuales del petróleo y el apoyo de las políticas aumentando el apetito de los consumidores por vehículos totalmente eléctricos o híbridos enchufables. Los vehículos eléctricos representarían el 20 % de las ventas mundiales de automóviles para 2025, frente al 9 % actual, lo cual no va a ocurrir. Finalmente, el escenario menos probable, el escenario Net Zero Emissions para 2050 (NZE) que traza una forma de lograr una estabilización de 1,5 °C en el aumento de las temperaturas medias globales, junto con el acceso universal a la energía moderna para 2030, la demanda de petróleo se reduce a 75 mb/d en 2030, a medida que el sector del transporte por carretera experimenta una rápida electrificación y los automóviles eléctricos representan el 60 % de las ventas mundiales de automóviles para 2030.

⁶ El escenario de políticas establecidas (STEPS) muestra la trayectoria implícita en la configuración de políticas actual. El Escenario de Compromisos Anunciados (APS, por sus siglas en inglés) asume que todos los objetivos aspiracionales anunciados por los gobiernos se cumplen a tiempo y en su totalidad, incluidos sus objetivos de acceso a energía y Net Zero largo plazo. El Escenario Net Zero Emissions para 2050 (NZE) traza una forma de lograr una estabilización de 1,5 °C en el aumento de las temperaturas medias globales, junto con el acceso universal a la energía moderna para 2030.

Gráfico 26. Demanda mundial de petróleo por escenario (Millones de barriles/día)



Fuente: IEA (2022)

No obstante, al observar con detalle el escenario más probable (STEPS), la demanda mundial de petróleo supera los niveles de 2019 para 2023, sin inmutarse por los altos precios del petróleo y la demanda alcanza su punto máximo a mediados de la década de 2030 a 103 mb/d y luego disminuye ligeramente hasta 2050. En este periodo, hay un crecimiento continuo en el uso de petróleo para la aviación y el transporte marítimo, como materia prima petroquímica y como combustible en camiones pesados, pero desde mediados de la década de 2030 esto se ve más que compensado por la disminución del uso de petróleo en otros sectores, especialmente en automóviles de pasajeros, edificios y generación de energía. De igual forma, se supone que la producción de Rusia a corto plazo cae en 2 mb/d debido a las sanciones europeas y estadounidenses, y que, a largo plazo, se mantiene muy por debajo de las proyecciones realizadas antes de la invasión de Ucrania. Los mayores aumentos en la producción hasta 2030 provienen de Estados Unidos y de los miembros de la OPEP en Medio Oriente, Guyana y Brasil. Cabe destacar que, según este escenario, la participación de la OPEP en la producción de petróleo aumenta del 35 % en 2021 al 36 % en 2030 y al 43 % en 2050. El suministro de biocombustibles líquidos se duplica con creces para 2050, y también hay un pequeño aumento en los combustibles a base de hidrógeno de bajas emisiones. La inversión en exploración y producción de petróleo aumenta desde los niveles actuales para compensar las pérdidas en la oferta y satisfacer la creciente demanda y, a medida que los mercados se reequilibran, el precio del petróleo cae desde niveles muy altos en 2022 hasta alrededor de USD 82/barril en 2030.

En consecuencia, la transición energética en curso en el nivel mundial incidirá en la demanda futura del petróleo y el carbón, bajo la forma de estancamiento de su crecimiento hasta 2030 y, luego, descenso, en el caso del carbón, y hasta 2035, en el caso del petróleo. Y ello impactará las ventas externas de Colombia, constituidas en más de un 50% por estos productos. Ante esa dependencia, el país deberá reforzar sus políticas de diversificación de exportaciones. Pero, al mismo tiempo, sus compromisos internacionales para contribuir en la lucha contra el calentamiento global van a afectar la demanda de estos combustibles en el mercado interno. Como se vio antes, el carbón térmico se exporta casi en su totalidad, mientras que el petróleo tiene encadenamientos hacia adelante, en el sector de refinación colombiano que atiende la demanda de combustibles líquidos para el sector transporte.

En cuanto a la demanda nacional de energéticos, la política de mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero, GEI, en Colombia contiene acciones sectoriales dentro de las cuales se destacan las relacionadas con la deforestación y el transporte. Las iniciativas para gestionar la demanda de energía en el sector transporte buscan incentivar la movilidad eléctrica, en lo posible generada por fuentes renovables. Las proyecciones de la demanda de combustibles por sector, que realiza la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, muestran una transición lenta en la senda de la sustitución de los combustibles fósiles en el transporte. La demanda de energía, por sector en Colombia, en el Plan Energético Nacional 2020-2050, PEN, (Gráfico 27) muestra, en primer lugar, al sector transporte, con un 47% del total en todos los escenarios⁷, excepto en el de *disrupción* que supone acciones drásticas para reducir las emisiones de GEI. Pero aún en ese caso, el transporte demandará el 42% de los recursos energéticos del país, en 2050.

En el sector transporte, la demanda futura de los combustibles líquidos de origen fósil, incluidas las mezclas con biocombustibles predominarán entre los energéticos del sector transporte. La proyección del PEN tiene en cuenta la velocidad de la renovación de la flota: en 2050 aún circularán vehículos incorporados en 2025. Se requeriría una menor vida útil de los vehículos particulares y del transporte de carga para reducir la demanda. La penetración de vehículos eléctricos en los escenarios más ambiciosos en términos de metas de mitigación de emisiones, los llamados *inflexión* y *disrupción*, llega a 10% y 14%, respectivamente, en 2050. La participación del hidrógeno en este sector de transporte no aparece sino en el escenario de *disrupción*, con el 9%. El gas natural aumenta su participación en el sector transporte del 3% en 2030 a 13% en el escenario de actualización, y a 22% o un poco más en 2050, en los escenarios de *modernización* y de *inflexión*. El petróleo y sus derivados abastecerán los requerimientos del sector transporte en un 96% en 2030 en todos los escenarios, excepto en de *disrupción*, donde atenderá el 93% de esa demanda. En 2050, los porcentajes serán de 83%, 70%, 68% y 61%, para los escenarios de *actualización*, *modernización*, *inflexión* y *disrupción*, respectivamente.

⁷ Los escenarios del ejercicio de la UPME (2021) para el Plan energético nacional 2020-2050 son 1. Actualización. Colombia en sintonía con las tendencias mundiales. 2. Modernización. Colombia a la par tecnológica del mundo. 3. Inflexión. Colombia eléctrica y 4. Disrupción. Colombia le apuesta a la descarbonización. Los cuatro escenarios, según la UPME “muestran caminos con diferentes grados de descarbonización, riesgos tecnológicos y esfuerzo de cambios sociales y económicos para alcanzar los objetivos” (UPME, 2021, p. 71). Se conformaron los escenarios, a partir de la identificación de iniciativas que contribuyen al logro de los objetivos del plan energético de largo plazo: acceso, resiliencia, eficiencia energética, digitalización, diversificación, bajas emisiones, competencia y economía circular, e innovación y capital humano. Los criterios de agrupación fueron: 1. Nivel de madurez tecnológica de la iniciativa en el contexto colombiano, 2. Aporte a la mitigación del cambio climático en términos de contribución a la reducción de las emisiones directas de CO₂ y 3. Potencial de transformación o esfuerzo requerido de cambio social y económico que requiere la implementación de cada iniciativa. Magnitud de inversiones y cambio en comportamiento y estilo de vida de los consumidores de energía. (Ejemplos de iniciativas son las metas de la electrificación del transporte, la introducción del hidrógeno en la matriz energética, mejoras en combustibles líquidos o leña cero).

Gráfico 27. Consumo de recurso energético por sector por escenarios

Sector	Base 2019 (PJ)	Actualización 2050 (PJ)	Modernización 2050 (PJ)	Inflexión 2050 (PJ)	Disrupción 2050 (PJ)
	1,309	1,935	1,682	1,682	1,585
Transporte	44%	47%	47%	46%	42%
Industrial	28%	30%	32%	36%	38%
Residencial	19%	12%	10%	7%	8%
Terciario	6%	7%	7%	7%	8%
Otros	3%	4%	4%	4%	4%

Fuente: UPME, 2021.

Gráfico 28. Uso de combustible en el sector transporte

		Gas natural	Petróleo y derivados	Electricidad	Hidrógeno
Base	2019	4%	96%		
	2030	3%	96%	1%	
Actualización	2050	13%	83%	4%	
	2030	3%	96%	1%	
Modernización	2050	23%	70%	7%	
	2030	3%	96%	1%	
Inflexión	2050	22%	68%	10%	
	2030	2%	93%	4%	1%
Disrupción	2050	16%	61%	14%	9%

Fuente: UPME, 2021

La proyección de la demanda nacional de ACPM (diésel) y gasolina para el periodo 2023-2035 muestra un ritmo moderado, pero aún creciente: la de ACPM tendría un crecimiento promedio anual de 0.93%, de 2022 a 2035; y la de la gasolina tendría un crecimiento promedio anual de 1.28%, con un rango de -1.53% y 2.46% de 2022 a 2035.

En consecuencia, las políticas internas de la transición energética proponen sustituciones de los combustibles fósiles en el transporte y la industria, pero las proyecciones de demanda de energéticos por sector a 2030, e inclusive a 2050, muestran una contribución de los derivados del petróleo

(mezclados con biocombustibles) muy alta, lo que significa que habrá necesidad de contar con crudo para cargar las refinerías por un tiempo aún más prolongado que el que muestra el mercado internacional en el mediano plazo.

Carbón

Por otro lado, la demanda mundial de carbón se recuperó con fuerza en 2021 hasta llegar a más de 5.600 millones de toneladas de equivalente de carbón (Mtce), debido a la recuperación económica después de la pandemia, y a que, en algunos países, en particular la India y China, recurrieron a fuentes de combustible de producción nacional en aras de la asequibilidad y la seguridad energética. No obstante, según la IEA (2023) este aumento no se sostendrá en el largo plazo en ninguno de los escenarios. En el escenario STEPS⁸, la demanda de carbón permanece cerca de su máximo histórico durante la primera mitad de esta década, pero regresa a un declive estructural en la segunda mitad. El aumento de la demanda en la industria, hasta 2030, se concentra en las economías de mercados emergentes y en desarrollo, donde el carbón ya representa el 35 % del uso de energía en la industria. En el escenario APS, la demanda de carbón disminuye más rápidamente, cayendo en 175 Mtce, cada año, entre 2025 y 2030, hasta 4.540 Mtce, en 2030, en comparación con 5.150 Mtce, en el escenario STEPS. El uso de carbón cae en la generación de energía, a medida que aumenta el uso de energías renovables. También disminuye la demanda de carbón en la industria manufacturera, donde hay una aceleración de la producción de acero verde, un alejamiento general del carbón en los hornos de cemento y una fuerte reducción en el uso del carbón para el suministro de calor, a baja temperatura, en las industrias ligeras. En el Escenario NZE, la demanda de carbón cae a alrededor de 3.000 Mtce en 2030 y todas las centrales eléctricas subcríticas de carbón se eliminan gradualmente para esa fecha.

En cuanto a las proyecciones de la demanda de carbón por áreas geográficas, el escenario más probable estima que la Unión Europea detiene las importaciones de carbón de Rusia y las reemplaza con importaciones de una variedad de fuentes, incluidas Sudáfrica y Colombia. Este cambio en la fuente de las importaciones tiene lugar en un contexto de recorte de alrededor del 50 % en las importaciones totales de carbón por parte de la Unión Europea en el período, hasta 2030. Para 2030, más del 80 % del comercio mundial de carbón tiene lugar en la cuenca del Pacífico (fue de alrededor del 75%, en 2021). El uso tradicional de biomasa (leña) se reduce en un 20 %, para 2030, como resultado de los esfuerzos para pasar a combustibles de cocina más limpios, aunque casi 2000 millones de personas en todo el mundo, todavía dependen de ella para cocinar y calentarse en 2030. El uso de bioenergía sólida moderna aumenta en un 30 % hasta 2030. Entre 2030 y 2050, el uso de carbón en la industria cae menos del 10 %, pero su uso en el sector energético cae un 35 %, a medida que se retiran las centrales eléctricas de carbón más antiguas y en muchos casos se prefiere la nueva capacidad de energías renovables.

Cuadro 7. Demanda mundial de carbón por escenario. Millones de toneladas.

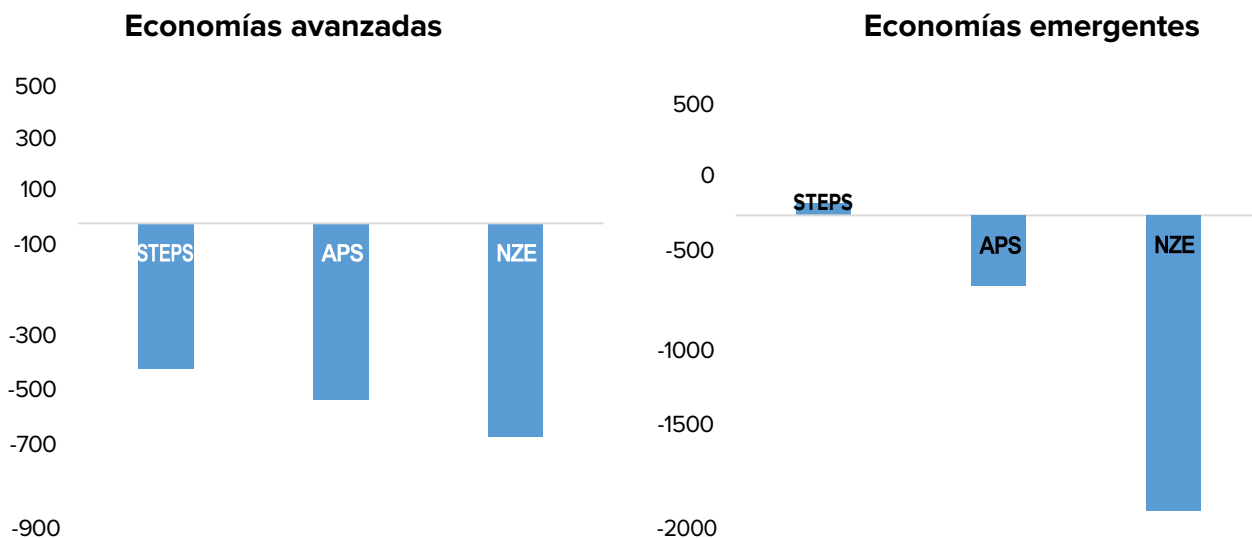
			STEPS			APS		
	2010	2021	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Norte América	768	389	107	50	42	80	37	30

⁸ Ver nota 5 para la descripción de los escenarios de la IEA.

Centro y Suramérica	37	46	40	52	60	28	25	20
Europa	539	369	229	176	167	157	99	72
África	156	152	148	132	131	119	59	30
Rusia	151	166	114	104	102	113	100	95
China	2565	3157	2974	2342	1866	2961	1603	789
Mundo	5220	1644	5149	4394	3828	4539	2808	1613

Fuente: IEA (2022)

Gráfico 29. Cambios en la demanda de carbón por escenario En millones de toneladas



Fuente: IEA (2022)

4.2 La política de transición energética en Colombia

La nueva versión del PEN no ha sido publicada. Sin embargo, el gobierno actual ha planteado los lineamientos generales de su política energética en los siguientes términos: se propone una Transición energética Justa, con metas nacionales y visión territorial, a partir del reconocimiento de tres desafíos: “1. La adaptación de los sistemas energéticos por las consecuencias adversas del cambio climático, 2. El tránsito de una economía extractivista a una economía productiva y 3. La instauración de la justicia social y ecológica, en la que la energía se erige como un derecho universal” (Ministerio de Minas y Energía, noviembre de 2022, p. 7). Y esta transición se apoya en cuatro principios. “la equidad, la gradualidad, la soberanía y la confiabilidad; la participación vinculante; y el conocimiento”

En los últimos años, a raíz de los compromisos internacionales del país, en la ruta de la mitigación de los impactos del calentamiento global, a pesar de ser responsable de una parte muy pequeña de las emisiones globales de gases de efecto invernadero, GEI, pero consciente de la vulnerabilidad de Colombia a los efectos del cambio climático, y de la urgencia de las medidas de adaptación, el país ha venido adoptando medidas y hojas de ruta para incentivar cambios en la oferta y la demanda de energía, e iniciativas en otros sectores, y para planear la adaptación. En ese marco, el gobierno actual ha querido acelerar la transición y anunciado medidas como la no celebración de nuevos contratos de exploración y producción de hidrocarburos, para anticiparse a la situación en la que ya no habrá demanda mundial de estos productos. Pero la aceleración de la transición energética tiene limitaciones presupuestales, económicas y tecnológicas que se irán manifestando.

El costo de **acelerar** la transición energética en Colombia es descomunal: del orden de USD 10.000 millones entre 2023 y 2030⁹. En los cuales se incurriría, si se quisiera dismantelar súbitamente el parque térmico actual y reemplazarlo por parques eólicos, con costos tanto en CAPEX como en la pérdida de firmeza y capacidad del sistema energético de reaccionar en situaciones de estrés. A lo que se sumaría, el costo de descartar el gas natural de la matriz energética y forzar la adopción de tecnologías, por el lado de la demanda (industrial, por ejemplo), con bajas relaciones desempeño- costo. Y a lo que hay que agregar la pérdida de ingresos fiscales (impuestos y regalías), el mayor desbalance externo, y los recursos para compensar tempranamente a los agentes impactados por la transición acelerada. (Benavides et al (2022).

Colombia deberá avanzar paulatinamente en la senda de la sustitución de los combustibles fósiles en vista de la dificultad de diversificar sus exportaciones y la estructura productiva de las regiones, con un cuidado análisis de costo beneficio que consulte los objetivos de mantener la confiabilidad y continuidad eléctrica, la seguridad del suministro con un enfoque de portafolio y la rentabilidad de las inversiones en sustitución de combustibles, en el lado de la demanda. De otra parte, el país requiere adaptarse en numerosos frentes a los problemas creados por el cambio climático, que afectan el manejo y suministro del agua, la infraestructura de transporte, la agricultura y la provisión de diferentes servicios, entre otros. Cálculos iniciales del Banco Mundial incluyen algunas de las metas de adaptación relacionadas en la actualización de los compromisos del país (NDC), estiman que las inversiones necesarias para alcanzar 10 metas a 2030 suman entre \$2,7 y \$5,7 billones en precios de 2020, que equivalen a entre 0,27% y 0,57% del PIB de 2020, con inversiones anuales de entre \$545.851 millones en 2021 y \$815.537 millones en 2030, a precios de 2020. Estos datos ilustran la necesidad de recursos adicionales a los que requieren los programas de mitigación del calentamiento global (Ricardo Energy& ECOVERSA, 2020).

La renta minera que resulta de los pagos de impuestos y regalías, así como las oportunidades que ofrece la transición energética en el mundo, al ser Colombia un país biodiverso y de bajas emisiones, entre otros recursos, deben financiar la senda de la transición energética y productiva del país, que comporta cambios en todos los niveles de la economía y la sociedad.

La respuesta a los desafíos de la transición energética requiere una cuantificación de los riesgos a los que se enfrentan el país, las regiones, las empresas y la población.

⁹ Este es el valor de las pérdidas anuales del PIB de 0,23-0,27% del PIB anual, traído a valor presente, con una tasa de descuento del 7%, de acelerar la transición en Colombia, no es el costo de la transición energética paulatina, al compás de la evolución de la demanda mundial y del análisis costo beneficio de las medidas del lado de la oferta y de la demanda. (Benavides et al, 2022).

La transición energética se refiere a un proceso de transformación del “sistema de energía y a una reorientación total de las políticas públicas, y no a un simple cambio de tecnologías o de energéticos de la matriz que contiene la participación de diferentes fuentes de energía primaria (petróleo, por ejemplo) o secundaria (electricidad, por ejemplo) empleadas por un país o por el mundo en un tiempo determinado” (Martínez, 2021). Esto comporta beneficios como el crecimiento económico, una mayor eficiencia energética, mejoras en las prácticas industriales y una reducción en los impactos ambientales, especialmente en las emisiones de GEI. Todos estos beneficios contribuyen a disminuir el riesgo del cambio climático y a promover un crecimiento económico sostenible, nuevas formas de financiamiento y empleo para las regiones, y deben ser incorporados en un análisis costo beneficio de las políticas.

Como destaca el PNUD (2022), el país tiene un alto potencial para el desarrollo de energías renovables no convencionales (energía eólica, solar, geotérmica y de hidrógeno) (DNP, 2022): cuenta con una irradiación solar promedio de 194 W/m² en el territorio nacional, vientos localizados de velocidades medias en el orden de 9 m/s a 80 m de altura para el departamento de La Guajira, y potenciales energéticos del orden de 450.000 TJ por año en residuos de biomasa (Unidad de Planeación Minero Energética [UPME], 2015). Desde la firma del Acuerdo de París, en 2015, los países signatarios adoptaron políticas de mitigación del cambio climático mediante la promoción de las energías renovables. El Índice global de transición energética, ETI, publicado por el World Economic Forum, WEF clasifica los países (115) de acuerdo con su avance en esta agenda. Los 39 indicadores recogen todas las dimensiones de su definición de Transición Energética que involucra aspectos del funcionamiento actual del sistema energético, del entorno de los negocios y de la promoción de la innovación, así como los relacionados con los tres objetivos de la política energética: seguridad y acceso, sostenibilidad ambiental, y desarrollo y crecimiento. Los países que más han avanzado en la última década son los desarrollados, responsables en gran medida de las emisiones globales GEI. La velocidad a la cual avanzan las economías en desarrollo es disímil y logran un desempeño aceptable en sostenibilidad y seguridad/acceso, pero no en la dimensión del desarrollo/crecimiento económico.

Cuatro economías suramericanas lograron situarse entre las primeras treinta del ranking de 2021, presentado en 2022: Uruguay (13), Costa Rica (26), Colombia (29) y Brasil (30). En lugares intermedios, se ubican Chile (34), Paraguay (36) y Perú (42). Y más lejos, pero entre las primeras 50, se encuentran México (46), Argentina (47), Ecuador (48) y Panamá (50)¹⁰.

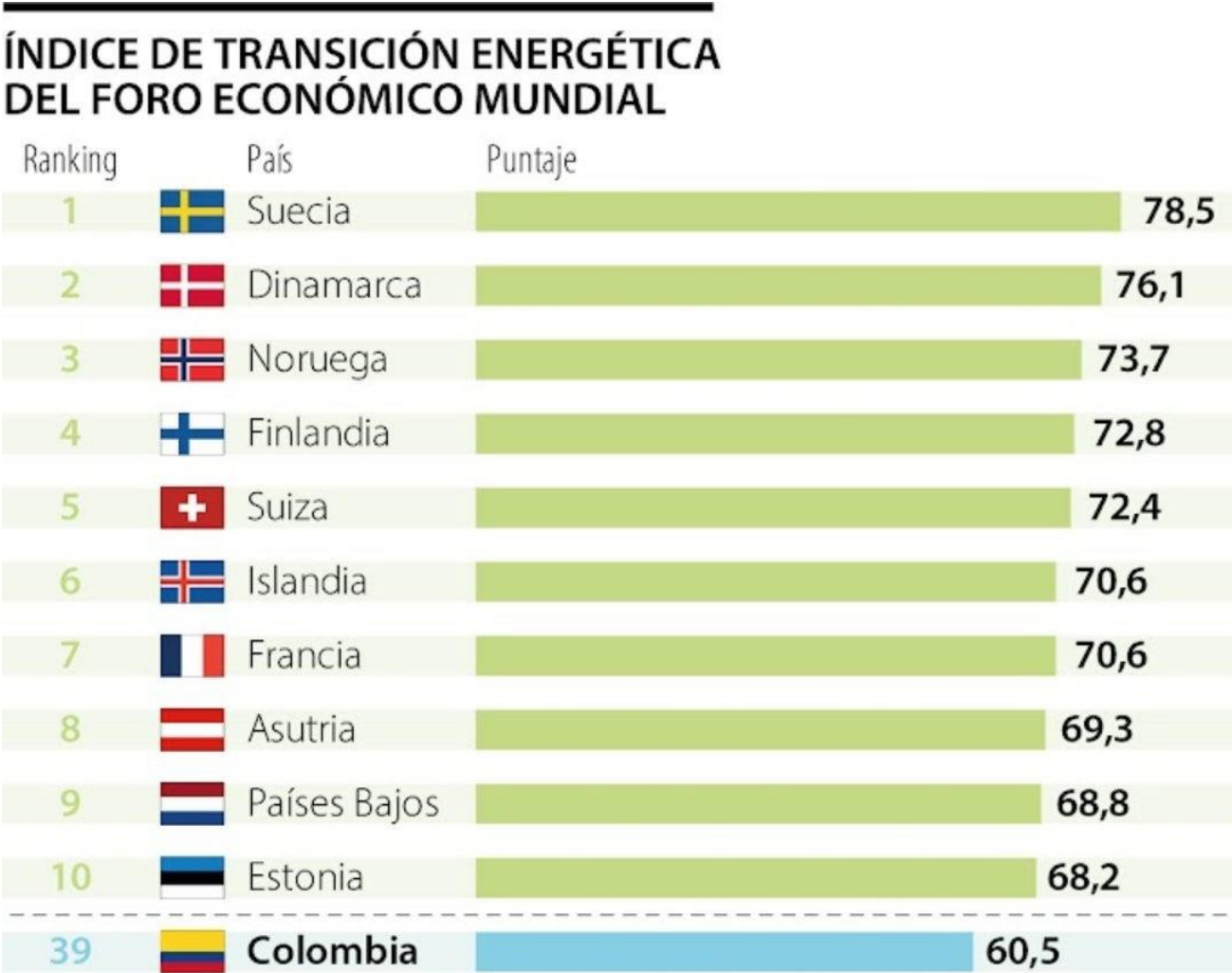
Ya en la versión de 2023, que informa el ranking en 2022, Colombia pierde tres lugares en Latinoamérica pasando al sexto lugar en la región. En la clasificación mundial, la posición del país se deterioró 10 puntos pasando al lugar 39, entre 120 naciones. El deterioro se debe a una revisión de la metodología del índice de transición energética mundial para captar mejor el avance de los países en las tres dimensiones del llamado triángulo energético: equidad, inclusión y seguridad energética ya que la conocida como poli crisis: de salud, geopolítica y económica, de los últimos tres años -peri- pandemia-ha llevado al estancamiento en los avances en la transición energética. Los países han enfrentado presiones inflacionarias por la interrupción de las cadenas de suministro, que presionan los precios de los alimentos, y por las consecuencias de la invasión a Ucrania sobre los precios y la seguridad energética. A lo cual se suma el peso de la deuda en los países emergentes y en desarrollo que dificultan el crecimiento. Se impone un sentido de urgencia ante la evolución del calentamiento global y medir mejor el avance de los países en la senda de la transición siempre y cuando se avance

¹⁰ En el Anexo, punto cuatro, hay una breve descripción de las políticas de transición energética de algunos países latinoamericanos

en la transición justa y la diversificación de las matrices energéticas para ofrecer al mismo tiempo seguridad y sostenibilidad ambiental.

En el índice de transición energética, ETI, Colombia no ha avanzado en la variable de intensidad de energía en la producción, ni en la de intensidad de CO2 por kilovatio hora, kwh de electricidad, pero tuvo un avance en la participación de la electricidad en la demanda final de energéticos. (WEF, 2023)

Gráfico 32



Fuente: WEF / Gráfico: LR-ER

La región enfrenta grandes desafíos económicos y sociales, con crecientes desigualdades, exceptuando a Uruguay, y bajas tasas de crecimiento. Los recursos públicos son limitados y deben ser priorizados. La disponibilidad presupuestal en el caso de la lucha contra el calentamiento global debe asignar recursos tanto para la mitigación mediante la reducción de las emisiones GEI, a través de la promoción de las energías renovables, como la adaptación a los efectos del cambio climático. Los avances en la transición energética se ven modulados por esa tensión entre distintos objetivos de política pública, la urgencia de su solución y la existencia de los recursos para atenderlos. En Colombia, en vista de su baja contribución a las emisiones globales de gases de efecto invernadero, de la alta contribución del sector de agricultura, silvicultura y uso de la tierra AFOLU (por sus siglas en inglés) a las emisiones locales, y de su vulnerabilidad a los efectos del calentamiento global debe

1) adoptar medidas de mitigación basadas en el análisis costo beneficio de cada una de ellas en un horizonte adecuado de transición energética, 2) centrar sus esfuerzos en la reducción de la deforestación, en el mal uso del suelo y en las prácticas agrarias y ganaderas que más contribuyen a las emisiones, 3) procurar la eficiencia energética y la descarbonización de todas las operaciones y actividades de producción y consumo, y 4) priorizar la inversión y el gasto en la adaptación a los impactos del cambio climático, así como las medidas que contribuyan a una transición justa.

4.3 Retos nacionales frente a la transición energética

La transición energética en curso en el mundo, que busca sustituir los combustibles fósiles por energías renovables en la atención de la demanda de las economías, con el propósito de reducir una de las fuentes del incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero y de la temperatura planetaria, se traduce, entre otros impactos, en la caída tendencial de la demanda mundial de petróleo y carbón. En el marco del objeto de análisis de este documento, en esta sección se aborda únicamente¹¹ un aspecto de las políticas de mitigación y adaptación frente al cambio climático: el de cómo debe prepararse Colombia, un país dependiente en sus exportaciones de las ventas de estos combustibles, para la paulatina disminución de la demanda mundial; y con unas economías subnacionales, especializadas en hidrocarburos o carbón térmico, y dependientes de los ingresos fiscales derivados de esas actividades.

Una vez descrito el entorno internacional de la demanda mundial de energía en el largo plazo, y analizada la dependencia nacional y territorial de estos recursos naturales, la pregunta es cómo dar respuesta a los riesgos de la transición energética en Colombia. Es necesario desarrollar acciones que permitan: 1) identificar los riesgos de la transición energética y elaborar estrategias para la mitigación de las emisiones y la adaptación a los efectos del cambio climático, 2) adelantar políticas de diversificación productiva y de exportaciones, en el nivel nacional y subnacional, incluyendo la producción de energías renovables para sustituir paulatinamente las energías fósiles, y la diversificación de la minería hacia los minerales que requiere la transición energética 2) preparar a las empresas petroleras y mineras para avanzar paulatinamente en la descarbonización de las operaciones y en su reorientación estratégica, 3) prever y desarrollar programas de reconversión laboral y 4) apoyar y compensar (transición justa) a las regiones, empresas y trabajadores impactados por la transición energética, evitando la ampliación de las brechas entre departamentos y ofreciendo un marco de política que apoye la reconversión productiva de estos agentes. Estas acciones involucran al gobierno, las entidades territoriales y las empresas productoras de petróleo y carbón, y las proveedoras de bienes y servicios, en todos los eslabones de estas cadenas productivas. Se presentan enseguida los desafíos en materia de diversificación de la producción y de las exportaciones y de transformación de Ecopetrol.

4.3.1 La diversificación productiva y de exportaciones

4.3.1.1 La diversificación productiva. Frente a los riesgos de la transición energética para una economía nacional dependiente de las exportaciones de petróleo y carbón, y para las economías departamentales especializadas en la producción de combustibles fósiles dependientes de los ingresos

¹¹ Para examinar otros aspectos de la transición energética en Colombia ver Martínez, 2021.

fiscales que provienen de esas actividades, se ha buscado la diversificación de las exportaciones y de la producción, en el nivel nacional y departamental.

La política de transformación productiva es la base de la diversificación de exportaciones, de la sustitución de importaciones agrícolas, manufactureras y de servicios, y del desarrollo productivo de las regiones de Colombia.

La política de competitividad territorial sitúa estos desafíos en el territorio y en particular en el tema de las brechas regionales. La literatura sobre brechas departamentales muestra que, en Colombia, los departamentos que han recortado distancia y cerrado diferencias en términos de ingreso per cápita son los del sector minero energético. Pero no ocurre lo mismo con otros indicadores de desarrollo en la mayoría de los departamentos productores de estos combustibles debido a múltiples factores entre los que se destaca una inadecuada inversión de las regalías y las condiciones iniciales que explican la persistencia del bajo desarrollo. Estos departamentos requieren planes, programas y proyectos que diversifiquen su economía y arreglos institucionales que mejoren la gestión de sus ingresos de capital y los orienten a la construcción de otras capacidades mediante la inversión en capital humano, infraestructura y nuevas apuestas productivas.

El gobierno actual propone una estrategia de reindustrialización de la economía. Uno de los ejes el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 se titula “Transformación productiva, internacionalización y acción climática” y se estima que requerirá 114,4 billones de pesos, cerca del 10 % del total que proyecta el PND. Esta política de reindustrialización es una apuesta en la transformación productiva para cerrar brechas de productividad, fortalecer encadenamientos productivos, diversificar la oferta interna y exportable, así como profundizar la integración con América Latina y el Caribe. Se concentrará en transición energética, soberanía alimentaria y agroindustrial, reindustrialización de la salud, aprovechamiento de la industria de defensa y aeroespacial para transferencia tecnológicas y apuestas territoriales. Los instrumentos para su cumplimiento se centran en “la atención en instituciones y organizaciones gubernamentales concretas que sean capaces de crear estrategias de crecimiento de largo plazo”. Asimismo, se busca fortalecer la banca de desarrollo de carácter público a partir del Grupo Bicentenario para aprovechar las economías de escala. El artículo 248 del proyecto de ley del PND establece que la reindustrialización también se promoverá con la unificación del patrimonio de Impulsa Colombia y Colombia Productiva. El artículo 214 propone que el Fondo Nacional para el Desarrollo de la Infraestructura (FONDES) pueda financiar programas y proyectos de capital semilla para promover la reindustrialización en sectores estratégicos. Sobre el comercio internacional, el artículo 210 propone “adoptar medidas comerciales de carácter restrictivo o de fomento, por razones de seguridad nacional, incluyendo soberanía alimentaria y protección de la industria y el mercado”.

Para apoyar “el incremento de la productividad y la innovación en unidades productivas y pequeñas empresas populares que se encuentren aglomeradas en distintos territorios del país”, se propone la creación de los Centros de reindustrialización Zasca¹². Estos centros “son espacios físicos especializados y dotados para el fortalecimiento de MiPymes (...) en sectores como la manufactura, confección, cuero, marroquinería y agroindustria” a los que se les dará “atención integral que abarca

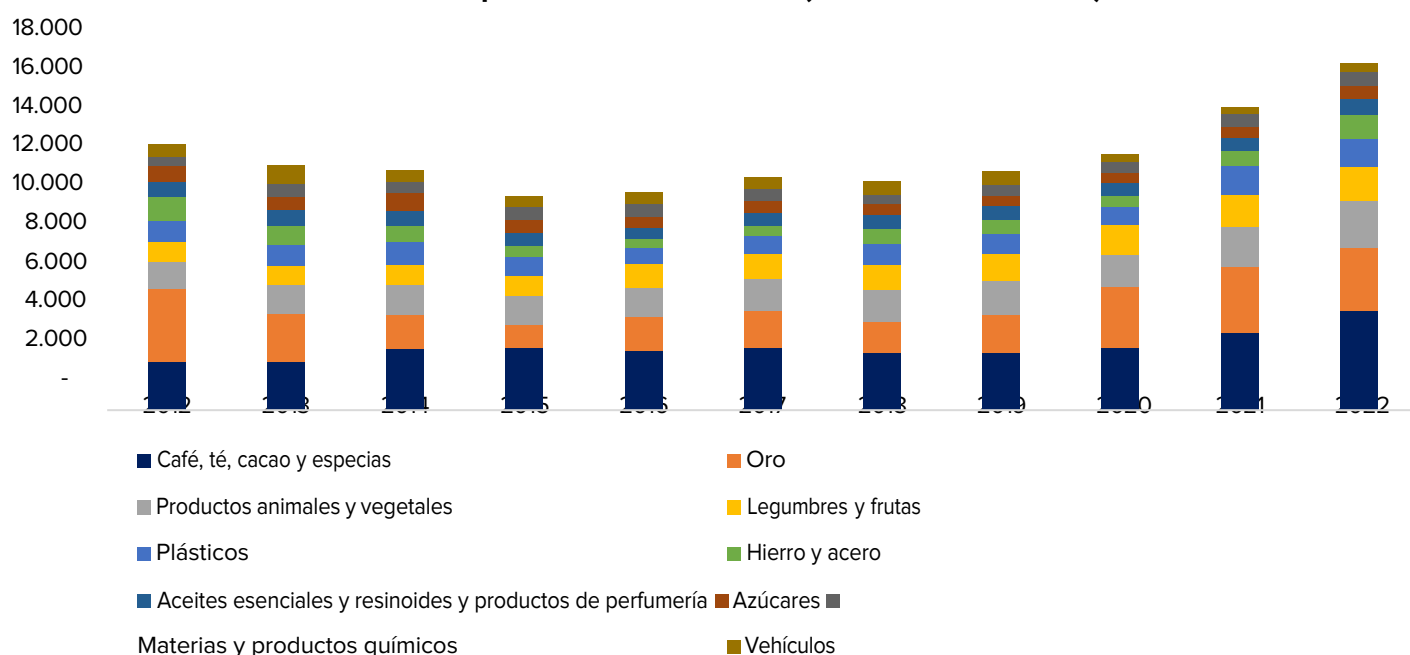
¹² Estos centros fueron impulsados en Bogotá en la alcaldía de Gustavo Petro entre 2012 y 2016. Continúa en la línea adoptada por sucesivos gobiernos distritales desde hace al menos 20 años para apoyar a los micronegocios con asistencia integral. La actual administración distrital tiene los programas Hecho en Bogotá, Impulso local y la Academia Bogotá Productiva. Ha priorizado 9 zonas de Bogotá para adelantar la iniciativa Corazón productivo para los micronegocios. [Bogotá Productiva Local - Secretaría Distrital de Desarrollo Económico \(desarrolloeconomico.gov.co\)](http://desarrolloeconomico.gov.co)

pilares comerciales, financieros y empresariales. En marzo de 2023, el ministerio de industria, comercio y turismo, MINCIT anunció la creación del primero de estos centros en Ciudad Bolívar, con un presupuesto de \$860 millones para 80 unidades productivas de moda y confecciones. (MINCIT, Boletín de prensa, 28 de marzo de 2023).

4.3.1.2 La diversificación de las exportaciones.

La necesidad de la diversificación de las exportaciones del país está identificada hace muchos años, como estrategia para reducir la vulnerabilidad frente a la volatilidad de los precios de los productos básicos. En medio de la transición energética surgen nuevos argumentos en favor de la incursión de nuevos productos en el mercado internacional tales como los productos manufactureros y minerales demandados por la generación de energía renovable. El oro y el níquel son los que toman más relevancia debido a sus reservas en Colombia¹³. El cobre ha sido muy poco explorado y no hay evidencia de su potencial geológico del país. De igual forma, es necesario reforzar los esfuerzos por dinamizar la canasta exportadora de los demás productos de relevancia en el país.

Gráfico 30. Evolución de las exportaciones de los siguientes 10 principales productos de exportación desde 2012 (Millones de dólares)



Fuente: DANE

¹³ El oro es el cuarto producto de exportación en Colombia y el ferroníquel, el octavo (DANE, exportaciones enero-abril de 2023). En cobre, Colombia es el país número 44 en producción, con 0,1% de la producción de Chile, el país número uno. Las reservas de cobre son de 790.000 toneladas aproximadamente, representan el 0,005% de las reservas de Chile de 190 millones de toneladas. La producción anual de El Roble, única mina en producción del país, la cual se exporta en su totalidad, es de hasta 10.000 toneladas año, frente a producciones anuales de entre 5.5 y 5.7 millones de toneladas anuales de Chile. Ver Martínez et al (2021) y Statista Research Department. No hay evidencia de que exista un potencial de litio en el país.

La diversificación de las exportaciones en los últimos diez años ha sido muy baja. Las exportaciones distintas del petróleo y el carbón que más han crecido distan de ser no tradicionales: son el café, té, cacao y especias. Las legumbres y frutas y los productos animales tuvieron un comportamiento positivo, seguidos de los productos químicos, los plásticos y el hierro y el acero.

Cuadro 8. Tasa promedio de crecimiento de 10 productos de exportación. 2012-2022

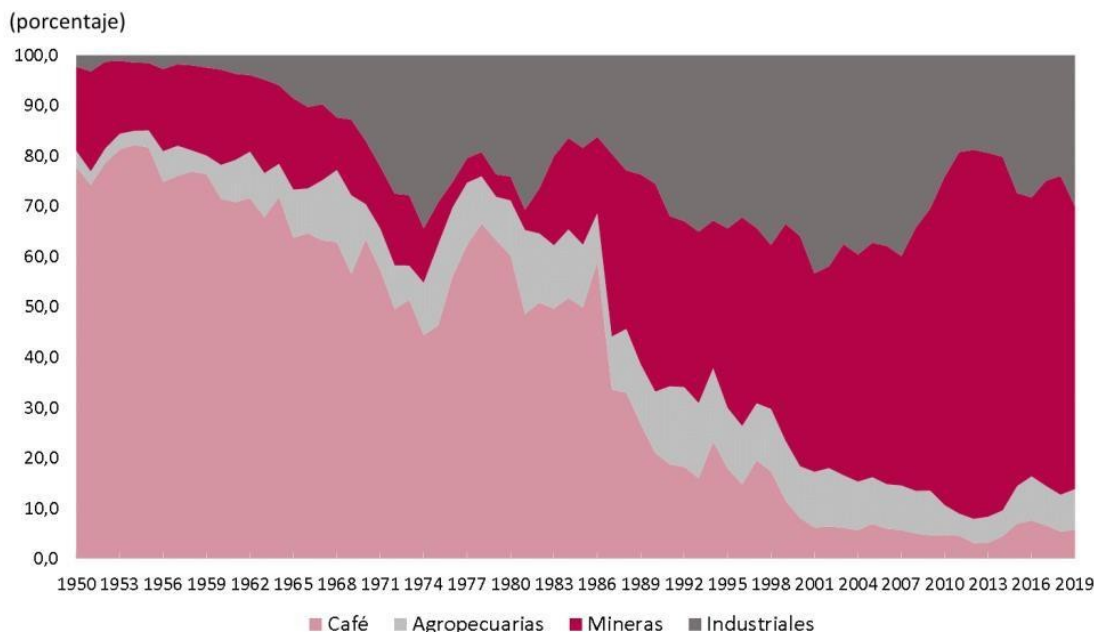
Producto	Tasa de crecimiento o promedio
Café, té, cacao y especias	8,2
Legumbres y frutas	5,9
Productos animales y vegetales	5,6
Materias y productos químicos	5,1
Plásticos	4,6
Hierro y acero	4,4
Oro	3,3
Aceites esenciales y productos de perfumería	1,6
Vehículos	0,3
Azúcares	-0,4

Hacia adelante se aspira a sustituir las ventas de combustibles fósiles y llegar a ser exportadores, entre otros, de hidrógeno. En la hoja de ruta para este sector energético se prevé su exportación incipiente solo a partir de la mitad de la década de 2030.

El tamaño del reto se puede apreciar en el gráfico siguiente. Las exportaciones de solo dos productos constituyen más de la mitad de las ventas externas totales del país compuestas por más de 100 agrupaciones¹⁴ de productos, cuyo crecimiento ha sido bajo en los últimos años. El país tiene dificultades para exportar otros bienes debido a numerosos factores. La competitividad agropecuaria se ha visto limitada por problemas relacionados con los derechos de propiedad, las vías de acceso, y la disponibilidad de tecnología y crédito, entre otros factores. Y las exportaciones de manufacturas perdieron dinamismo ante el cierre del mercado venezolano en el que Colombia competía por tratarse de una economía complementaria, con proximidad geográfica. La apreciación del peso, producto del super ciclo de precios de los *commodities* en el mundo, pudo afectar el surgimiento de nuevos productos de exportación en la primera parte de la década pasada. Para algunos analistas, la existencia de protección arancelaria y no arancelaria y los costos de comerciar con el exterior, netos de los subsidios a la exportación, definen unos precios relativos que generan un sesgo anti exportador. (García et al, 2020).

¹⁴ Según capítulo del arancel.

Gráfico 31. Composición de las exportaciones (1950-2019)



Fuente: García, López & Montes (2020) con datos del DANE

Según un estudio (Echeverry, 2020), hay productos y servicios en Colombia que podrían crecer sus exportaciones, si se superaran cuellos de botella y hubiera una política que priorizara algunos con potencial, no solo por las ventajas comparativas reveladas, algunos ya exportan, sino porque la dinámica de su consumo mundial asegura una demanda futura. En ciertas condiciones, un grupo de productos y servicios tendrían la capacidad de sustituir parcialmente las exportaciones de petróleo y carbón a 2030. Mediante el crecimiento de las ventas externas de los productos agrícolas que hoy más se exportan como café, bananos, caña de azúcar y cacao; mediante el impulso a los que están creciendo como el aguacate, el mango y frijol; y sustituyendo importaciones de maíz, arroz y soya, entre otros. Para ello se requiere resolver problemas de financiamiento, cultura de riego, infraestructura, asistencia técnica, concentración de la tierra y certificación como orgánicos, entre otros. El renglón de frutas y verduras puede avanzar en su incursión en el mercado internacional requiere trabajar en las condiciones fitosanitarias y obtener certificaciones, contar con empresas semilleras que las consigan y las mejoren, así como extender el financiamiento a los pequeños y medianos productores. La industria del cannabis podría llegar a exportar en 2026 USD 1 mil millones, equivalente al 1% de la demanda mundial. Puede apoyarse en la experiencia del sector floricultor en lo que hace a las certificaciones que exige el mercado internacional, hacer parte de la política nacional de cultivos ilícitos y encadenarse con el sector farmacéutico. Todo ello si se logra superar los obstáculos gubernamentales para la obtención de licencias y para exportar.

El turismo tiene un potencial de aumentar los ingresos por divisas y diversificar la economía, aprovechando tendencias del consumo mundial como son el ecoturismo, la búsqueda de autenticidad, el crecimiento de la clase media y el turismo digital. En el sector de energía, avanzan las renovables no convencionales y habría que explorar el potencial de la petroquímica, en vista del aumento de las capacidades de las refinerías colombianas para producir materias primas para la producción de esta rama industrial. Otras ramas de la industria que tienen potencial son las vidrios y ventanas; la de madera y celulosa, y la de cuidado personal y aseo.

Si hubiera una decisión de priorizar esos sectores y un esfuerzo conjunto de estado y sector privado a 2026, se podría crecer de USD14 mil millones de exportaciones de sectores priorizados en 2022, a USD 22 mil millones en 2026 y a USD 36 mil millones en 2030, mientras que las exportaciones de petróleo y carbón se reducirían de USD 24 mil millones en 2022 a USD 21 mil millones en 2026, y a USD 16 mil millones. El estudio no explica por qué caerían las exportaciones de combustibles fósiles en cada año de los referidos, pero no supone que desaparecerán, e ilustra el tamaño de los desafíos en cada uno de los productos que contarían con ventajas para competir internacionalmente. (Echeverry, 2020)

4.3.2 Preparar las empresas

La dependencia externa y fiscal del país del petróleo se refleja de manera especial en Ecopetrol. La propiedad pública de la empresa se acerca al 90%. Ecopetrol S.A. tiene roles centrales en la producción nacional de petróleo y gas (con el 70% y el 90%, respectivamente), con el 90% del transporte de crudo por oleoductos y con el 100% de la producción¹⁵ y transporte por ductos de los derivados del petróleo. Esta empresa es la más grande del país, el mayor contribuyente de renta, tiene presencia en gran parte del país a través de los diferentes segmentos de la cadena de hidrocarburos y es la mayor exportadora de Colombia. La contribución a los ingresos de capital del gobierno nacional central, a través de los dividendos que le paga a su dueño, y de sus exportaciones netas es central para los balances externo y fiscal de la nación.

Por las características de esta empresa y del Grupo Ecopetrol del cual hace parte, los riesgos de la transición energética se materializan en el futuro de sus negocios, y la estrategia empresarial es central en la mitigación de dichos riesgos. Como la transición energética, por definición, toma tiempo y existe una ventana de oportunidad de más de una década, porque continuará existiendo demanda nacional e internacional de hidrocarburos, las apuestas productivas de la empresa revisten el mayor interés. La Estrategia 2040, que ha sido recientemente validada por el nuevo presidente del grupo, contempla tres tipos de oportunidades: opciones de diversificación dentro de la cadena de valor petrolera o minera, diversificación en la cadena de valor de la electricidad y diversificación en negocios de bajas emisiones. La diversificación en la cadena de valor de los hidrocarburos incluye, entre otros, el impulso a la participación del gas en el portafolio de Grupo, la diversificación del negocio de transporte de hidrocarburos y la evaluación de opciones en refinación y petroquímica hacia nuevos procesos y productos. (Martínez, A y Delgado, M. E., 2021)

Más allá de esta cadena de valor, El Grupo Ecopetrol avanza en la diversificación mediante la incursión en la cadena de valor eléctrica en Colombia y la región, en vista del esperado crecimiento de la electrificación de la matriz energética. Un ejemplo de ello, fue la adquisición del 51,4% de las acciones de la Nación en ISA. Esta empresa es uno de los operadores de transmisión de energía eléctrica más relevantes en América Latina.

El Grupo avanza también con una línea de autogeneración eléctrica, principalmente con energías renovables, en el que la compañía aspira a desarrollar un portafolio de autoconsumo hasta por 400MW en 2023. En la cadena de valor eléctrica, el grupo podría analizar otras opciones orgánicas e inorgánicas en el futuro, en función de la evolución de los mercados y de la posibilidad de participar en la generación de energías renovables no convencionales que le abre el nuevo Plan Nacional de Desarrollo. En cuanto a la diversificación en negocios de bajas emisiones, Ecopetrol reconoce que la transición energética está abriendo oportunidades en negocios relacionados con la descarbonización.

¹⁵ Y una participación alta en la importación de faltantes de gasolina, acpm y jet)

Con respecto de la sostenibilidad, Ecopetrol lanzó la Hoja de Ruta Net Zero, en marzo del 2021, que busca llegar a cero emisiones netas en los alcances 1 y 2 y reducir en un 50% las emisiones GEI incluyendo el alcance 3¹⁶, a 2050. Contempla la meta intermedia de reducir las emisiones de CO₂eq, de alcance 1 y 2 en un 25%, con respecto de 2019, y lograr cero quemaduras rutinarias al 2030. El grupo planea lograrlo a través de una optimización continua del portafolio y las operaciones de la cadena de valor de petróleo y gas, la actualización y verificación permanente del inventario de emisiones, la incorporación gradual de tecnologías competitivas bajas en carbono (por ejemplo, eficiencia energética, reducción de la quema de gas, emisiones fugitivas, energías renovables, biocombustibles) y tecnologías emergentes (por ejemplo, hidrógeno verde y CCUS) y la implementación de Soluciones Naturales del Clima (SNC), para reducir las emisiones residuales.

En el nuevo Plan Nacional de Desarrollo, se crea espacio para que el Grupo Ecopetrol, a través de su filial ISA participe en el eslabón de generación de energía eléctrica, lo cual estaba vedado por la regulación de servicios públicos¹⁷. El gobierno desea una aceleración de la transición energética y que Ecopetrol sea un vehículo central de ese propósito. Sin embargo, la Estrategia 2040 del Grupo mantiene el foco en el *core* del negocio constituido por la cadena de hidrocarburos que le aporta y aportará más del 80% de su EBITDA, incrementando la participación del gas natural en su portafolio de hidrocarburos.

Finalmente, como respuesta a las nuevas exigencias de entorno y de los grupos de interés, Ecopetrol formuló el concepto de la SOSTECnibilidad, la cual pone la tecnología “en el corazón de la estrategia para lograr una gestión sostenible en las dimensiones ambiental, social y de gobernanza” (Ecopetrol, op. cit.). El énfasis está puesto en el cambio climático (incluidas las metas de descarbonización), la gestión del agua y el desarrollo regional. También identifica las prácticas de biodiversidad, economía circular, salud, seguridad y medio ambiente (HSE) y la diversidad e inclusión, entre 28 temas materiales priorizados, aprovechando la tecnología como un habilitador central. (Martínez, A.& Delgado M.E., 2021).

Las demás empresas petroleras y carboneras del país adoptan estrategias de diversificación y descarbonización en la misma dirección de Ecopetrol, con la diferencia de que no son empresas estatales ni integradas, y adoptan las orientaciones de sus matrices en el espacio global en el que actúan. El segmento de proveedores requiere atención y políticas especiales. Algunos son especializados en atender las demandas específicas de la minería y otras atienden también la demanda de otros sectores, como la ingeniería y las obras civiles.

La preparación de las empresas del sector minero (incluyendo hidrocarburos) ante los riesgos de demanda de la transición energética en Colombia, en consecuencia, incluye: 1) la planeación a mediano y largo plazo que incorpore la ruta de la diversificación productiva, la reconversión laboral, la preparación de los proveedores de las empresas, en el mismo sentido y la compensación de los grupos afectados. En el caso colombiano reviste especial interés la estrategia corporativa del Grupo Ecopetrol y de su principal accionista, el Estado colombiano, que repercute y repercutirá en las finanzas públicas y en el balance externo del país y 2) con respecto de las empresas privadas, petroleras y mineras, si bien el ejercicio de la identificación de los riesgos de la transición energética

¹⁶ Las emisiones de alcance 1 son las directas producidas por la quema de combustibles por parte del emisor; las emisiones de alcance 2 son las indirectas generadas por la electricidad consumida y comprada por el emisor; y las emisiones de alcance 3 son las que se producen por la actividad del emisor pero que son propiedad y están bajo el control de un agente ajeno al emisor. Fuente: Acciona (s.f.) Sostenibilidad para todos.

¹⁷ Deroga el parágrafo tercero del artículo 32 de la ley 143 de 1994 que le prohibía a ISA adelantar labores de generación, comercialización y distribución de energía eléctrica: Artículo 373 del PND 2022-2026.

corresponde a sus accionistas, el Estado no puede estar ausente de esta dinámica, en cuanto a aspectos como el seguimiento de los pasivos ambientales del cierre de minas y, muy importante la reconversión productiva de los municipios y departamentos productivos, en el marco de la política pública de la Transición Justa.

4.4 Retos de las entidades territoriales ante la transición energética

Los departamentos dependientes de la producción de petróleo y carbón son vulnerables ante la evolución de la demanda mundial de estos productos, y requiere diversificar su estructura productiva, de tal manera que obtengan otras fuentes de ingresos fiscales, de empleo y de crecimiento empresarial, y continúen el esfuerzo de alcanzar los objetivos del desarrollo sostenible, ODS.

Estudios como los del CEDE-UNIANDES (1997), FEDESARROLLO-MINCIT (2020), Confecámaras (2020) y del Consejo Privado de Competitividad (2023) muestran evidencia mixta de los aportes de las actividades del petróleo y carbón al cierre de brechas entre los departamentos. Se trata de entidades territoriales que, en su mayoría, mostraban bajos indicadores económicos y sociales desde antes de iniciar las actividades mineras (incluidos los hidrocarburos). En el caso de los petroleros, los de mayores producciones tuvieron altísimos ingresos per cápita y los de menores producciones tuvieron valores de este indicador similares a los dos grandes departamentos productores de carbón. De otro lado, estas actividades son intensivas en capital y el empleo no es tan alto como en otros sectores por unidad de capital. El esfuerzo fiscal en las entidades territoriales, departamentos y municipios que reciben regalías de gran magnitud es pequeño, y ello expone los ingresos fiscales de las regiones a la volatilidad de los precios internacionales. La cobertura en educación y salud, el cuidado del medio ambiente y otros indicadores del bienestar y el desarrollo humano han mejorado en los últimos años, con un deterioro durante la pandemia del covid 19 en 2020 y 2021, y su recuperación y mantenimiento dependen de las transferencias del gobierno nacional central, los recursos fiscales propios y de las regalías. El conjunto de estos elementos definirá la trayectoria del cierre de brechas departamentales en el país.

El cierre de estas brechas económicas de los departamentos especializados en la producción de petróleo y carbón con respecto del resto del país se suma al desafío de la diversificación de la producción que les permita enfrentar la reducción, en el mediano plazo, de la demanda mundial de estos energéticos producto de las decisiones de los países compradores en su lucha contra el calentamiento global.

En esta sección se ilustran, en primer lugar, las brechas departamentales y en segundo lugar las políticas productivas que se han adoptado recientemente en los mayores departamentos productores de petróleo y carbón del país.

4.4.1 Las brechas departamentales. Análisis de convergencia entre los departamentos del país.

La transición energética puede dificultar la reducción de la distancia entre los departamentos con mayor desarrollo relativo y los más rezagados (la convergencia), como consecuencia de la pérdida de dinamismo de las actividades fósiles en las regiones más dependientes de ellas.

En Colombia, los estudios sobre convergencia entre los niveles de desarrollo y de bienestar social del país han utilizado análisis matemáticos para demostrar la existencia de disparidades y modelar su evolución a lo largo del tiempo. La convergencia tradicional se refiere a la aproximación del ingreso per cápita entre regiones en el largo plazo. Sin embargo, se ha demostrado que el ingreso no es el

único factor determinante del desarrollo económico y del bienestar social, por lo que los estudios de convergencia ahora consideran otros indicadores.

Como lo expone Fedesarrollo (2020) el enfoque neoclásico plantea que la convergencia entre las regiones se dará, ya que aquellas que tienen, al comienzo del período analizado, un bajo nivel inicial de ingreso, crecerán más rápido que aquellas que arrancan con un alto nivel. Esta teoría se basa en supuestos de rendimientos decrecientes de los factores y de su perfecta movilidad. En consecuencia, a largo plazo, las economías con dotaciones iniciales diferentes o economías pobres podrían crecer más rápido que las ricas, lo que resultaría en un proceso de convergencia absoluta. Por otro lado, la convergencia condicional, propuesta por Barro (1991) y Barro & Sala-i-Martin (1995), explica que las disparidades en las tasas de ahorro y el crecimiento de la población de cada nación conducen a que cada economía converja hacia su propio equilibrio en el largo plazo.

De otro lado, a partir de la última década se ha incorporado el efecto de la geografía y la medición de indicadores sociales en la discusión sobre convergencia, gracias a la disponibilidad de datos más detallados en el nivel departamental. (Rojas & Rengifo, 2016).

En este documento, se propone una aproximación sencilla a las disparidades o brechas regionales departamentales respecto de una frontera. La metodología de la OECD (2016) permite ordenar los departamentos con respecto de una frontera, a partir del criterio de la tasa de crecimiento de su productividad laboral respecto de una región frontera de referencia.

Una vez obtenida esa frontera, se calcula un indicador multivariado del nivel de desarrollo y bienestar social para cada departamento y se analiza la trayectoria a través del tiempo para describir si existen o no sendas de convergencia. El siguiente resultado fue construido con base en los siguientes indicadores departamentales (y municipales en lo fiscal):

- Ingreso per cápita
- Autonomía fiscal - Participación de los ingresos corrientes (tributarios y no tributarios) de alcaldías municipales y del departamento en los recursos totales del departamento. IDC.
- Tasa de desempleo
- Cobertura educación – Cobertura en educación preescolar, primaria, secundaria y media.
- Indicador de desarrollo humano - IDH
- Coeficiente de localización o de especialización productiva

Y se realizó un ejercicio de normalización de 0 a 100, siendo este último, el mejor resultado nacional (frontera).

Cuadro 5. Indicador multivariado de desarrollo y bienestar social departamental (2010-2021)

Departamento/año	2010	2014	2018	2021
Bogotá, D.C.	87,2	86,1	89,7	94,3
Santander	72,6	74,7	82,6	79,3
Cundinamarca	73,4	73,0	78,2	76,7
Atlántico	70,0	71,1	76,6	76,3
Valle del Cauca	65,3	63,7	73,0	75,5

Antioquia	68,4	69,0	72,8	75,1
Risaralda	57,9	57,7	70,8	74,4
Bolívar	62,3	64,7	69,9	71,8
Boyacá	64,8	62,1	68,3	71,4
Quindío	55,4	51,1	63,5	69,6
Caldas	62,0	62,0	65,1	67,9
Huila	55,0	58,7	61,5	63,8
Tolima	53,9	56,6	60,4	62,3
Casanare	59,1	61,9	61,9	61,8
Meta	52,6	56,3	60,0	60,7
Magdalena	55,0	55,7	59,1	58,1
Sucre	51,8	54,7	60,0	56,9
Norte de Santander	50,0	48,1	57,3	55,6
Nariño	40,5	42,9	49,5	55,1
Cauca	46,0	45,0	54,4	53,6
Córdoba	44,2	52,1	54,0	52,9
Caquetá	47,9	49,7	50,0	52,5
Amazonas	40,2	48,3	53,7	52,1
Cesar	45,6	45,8	49,7	47,0
Guaviare	25,0	30,2	36,8	46,2
La Guajira	31,1	37,0	38,1	43,1
Chocó	25,0	30,6	40,1	40,3
Putumayo	26,2	32,1	34,4	37,9
Arauca	38,8	30,6	29,9	33,0
Vichada	24,7	34,6	35,2	32,9
Guainía	34,5	36,9	33,4	31,3
Vaupés	36,4	30,7	32,1	29,5

Nota: Este indicador combina variables económicas y sociales para ser la base del análisis de brechas del nivel de desarrollo económico-social entre departamentos

En general se observa que la gran mayoría de departamentos ha evolucionado y ha registrado un incremento de acuerdo con su indicador a lo largo del periodo de estudio. No obstante, departamentos como Guainía o Vaupés muestran una caída del año 2010 con respecto al año 2021.

**Cuadro 6. Indicador multivariado de desarrollo y bienestar social.
Departamentos productores de hidrocarburos y/o carbón (2010-2021)**

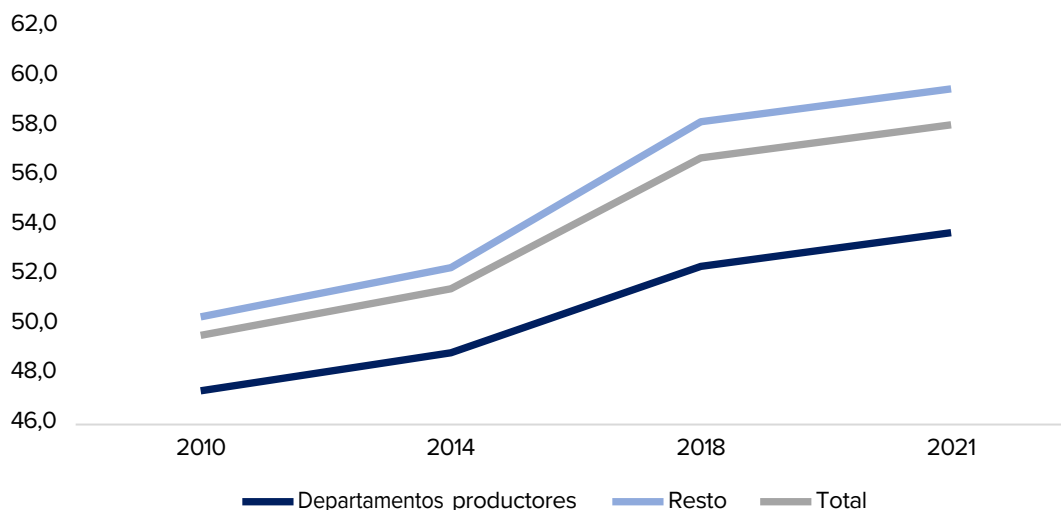
	2010	Distancia a la frontera	2014	Distancia a la frontera	2018	Distancia a la frontera	2021	Distancia a la frontera
Santander	72,6	14,5	74,7	11,3	82,6	7,1	79,3	15,0
Boyacá	64,8	22,3	62,1	24,0	68,3	21,3	71,4	23,0
Casanare	59,1	28,0	61,9	24,2	61,9	27,7	61,8	32,5
Meta	52,6	34,6	56,3	29,8	60,0	29,7	60,7	33,7
Cesar	45,6	41,6	45,8	40,2	49,7	40,0	47,0	47,3
La Guajira	31,1	56,1	37,0	49,0	38,1	51,6	43,1	51,2

Putumayo	26,2	60,9	32,1	54,0	34,4	55,3	37,9	56,4
Arauca	37,7	49,5	30,6	55,5	29,9	59,8	33,0	61,3

Las brechas entre los departamentos productores de hidrocarburos y carbón con respecto de Bogotá evolucionan, entre 2010 y 2021, de maneras dispares. Las distancias entre Bogotá y Casanare, La Guajira y Putumayo se reducen entre 2010 y 2014 y se amplían hasta 2021. En Arauca, la brecha se amplía de manera consistente a lo largo de la última década, al tiempo que en Santander se reduce entre 2010 y 2018. En Boyacá aumenta la diferencia con Bogotá de 2010 a 2014 y vuelve a bajar en 2018. En el Meta y el Cesar, las brechas se reducen de manera permanente hasta 2018. Con las excepciones de Boyacá y Arauca, se observa un cierre de brechas asociado con el auge de precios de *commodities* en la primera mitad de la década pasada. En Boyacá, el cierre se da entre 2014 y 2018 y en Arauca, la evolución del indicador muestra que, a pesar de los ingresos petroleros, los departamentos han venido sufriendo un deterioro creciente de sus condiciones económicas y sociales. Santander es el departamento más diversificado en su estructura productiva y avanza *pari passu* con Bogotá. En 2021, todos los departamentos experimentaron un aumento de brecha con Bogotá debido a un crecimiento excepcional del indicador de la capital¹⁸.

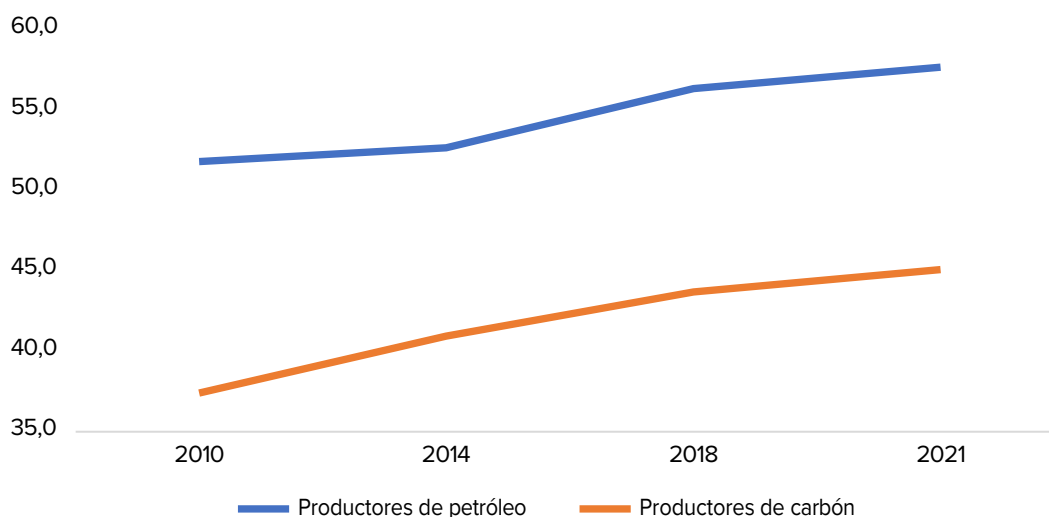
¹⁸ En el Anexo, punto 1. Se calcularon las distancias de los departamentos con respecto de Santander, el segundo mejor ranqueado en el indicador construido. En algunos años cambia la dirección de las brechas, pero al comparar 2018 y 2021 en todos ellos se reduce la diferencia, lo que contrasta con el resultado si la frontera es Bogotá.

Gráfico 23. Indicador multivariado de desarrollo y bienestar social. Grupos de departamentos



Por otro lado, al comparar el indicador multivariado de desarrollo y bienestar social de los departamentos productores de petróleo y carbón con el resto de los departamentos, se observa que los primeros se ubican por debajo del total nacional y del resto de departamentos. Si bien durante el periodo el indicador ha conseguido evolucionar para ambos grupos de departamentos, la brecha entre ambos se ha incrementado pasando de 2.5 puntos en 2010 a 5.1 en 2018 y 2021.

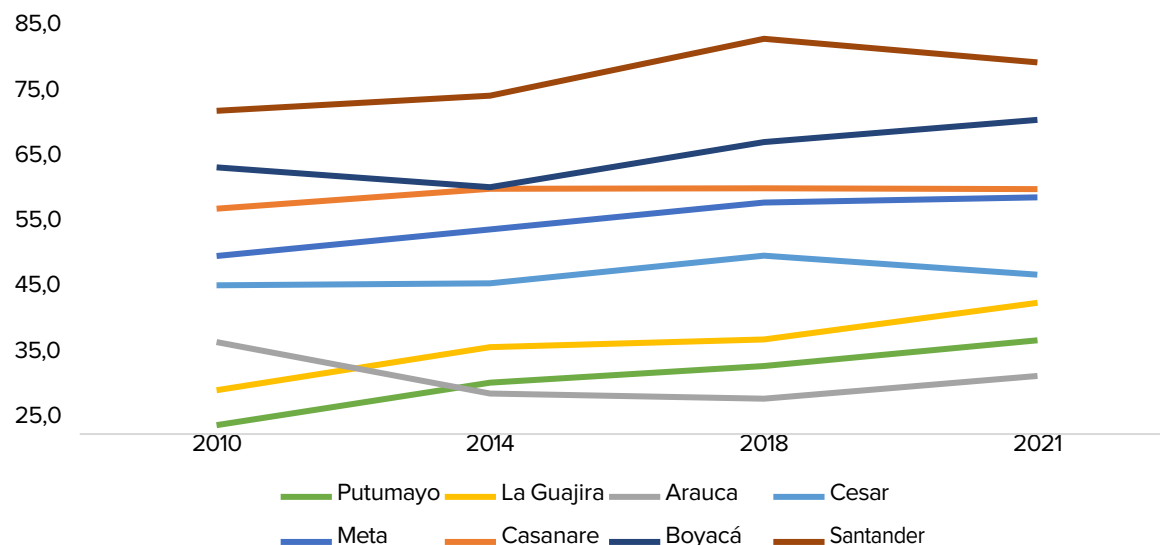
Gráfico 24. Indicador de brechas entre departamentos productores de petróleo y carbón



En la misma línea, al analizar la evolución de los departamentos predominantemente productores de petróleo, Meta, Casanare Arauca, Putumayo, Boyacá y Santander, comparada con la evolución de los departamentos que concentran la producción del carbón térmico de exportación (El Cesar y La Guajira), se observa brecha permanente entre los dos grupos. Se evidencia que los departamentos productores de petróleo y carbón han registrado mejoras en sus indicadores económicos y sociales

durante el periodo y que la brecha se redujo de 14,1 puntos en 2010 del indicador multivariado a 12.3 puntos, en 2021.

Gráfico 25. Indicador multivariado de los departamentos productores de petróleo y carbón 2010-2021



La desagregación por departamento para las regiones dependientes de la extracción de petróleo y carbón por su parte deja ver resultados mixtos. Santander se erige como el mejor ranqueado del grupo, aunque presentó una leve caída en su indicador del año 2018 (82,6) a 2021(79,3). De otro lado, el departamento de Arauca registra una fuerte caída del año 2010 (37,7) a 2014 (30.6) y se recupera en 2021 (33,0). El Meta crece desde el principio del periodo hasta 2018 y se estabiliza hasta 2021. Casanare parece haberse afectado con la crisis de precios del petróleo desde 2014. Putumayo y La Guajira son los únicos que registran incrementos sostenidos en el tiempo del indicador terminando en 2021 con importantes avances respecto a sus condiciones iniciales¹⁹.

Estos resultados contrastan con lo encontrado por el CEDE hasta 1997, en el sentido de que la brecha de ingresos y otros indicadores *per cápita* favorecieron a los departamentos productores de petróleo y carbón, contribuyendo a la convergencia hacia las trayectorias de los departamentos de frontera (Bierchenall y Murcia, 1997):

“si descontamos el efecto de la minería sobre el crecimiento de las regiones colombianas, desaparece casi por completo la evidencia en favor de la convergencia regional, indicando que las regiones no beneficiadas por importantes desarrollos de carbón y/o petróleo, tienden a mantener sus condiciones desfavorables respecto al resto”

¹⁹ En el anexo, punto 2. se desagrega el indicador multivariado en sus variables para analizar estas diferencias en la evolución de los departamentos.

Al incorporar otros indicadores de desarrollo y bienestar social, el país no parece ser un caso en el cual la convergencia del crecimiento de las regiones se dé por la acción de los procesos que resultan de la movilidad de los factores, sino uno donde persisten las diferencias en las dotaciones iniciales y donde preocupa que las brechas puedan crecer, dejando a algunas regiones en un rezago perenne (Meisel & Hahn, 2020). Serían necesarias, entonces, políticas que se centren en las zonas más pobres y apartadas del país, las que van a ser afectadas por la pérdida de dinamismo de sus actividades económicas centrales, como resultado de la transición energética, y aquellas, como las zonas de frontera del país impactadas por los cultivos ilícitos y la presencia de grupos organizados criminales en regiones donde el Estado tiene una frágil presencia.

Se requiere un estudio de mayor complejidad que establezca las diferencias entre regiones, desde sus condiciones originales y analice su senda de crecimiento y establezca relaciones de causalidad, con indicadores múltiples que incluyan no solamente las diferencias entre el ingreso per cápita sino otras variables que reflejen el progreso en el desarrollo humano y el desarrollo de sus instituciones, entre otros, y que estudie los factores que contribuyen a la convergencia o a la persistencia de las distancias entre los territorios, tales como las condiciones iniciales, las características socio culturales y geográficas, las políticas públicas (transferencias y gasto), y los procesos de ciencia, tecnología e innovación, entre otros²⁰. Con ello en mente, urgen análisis que proyecten el impacto de la transición energética en los departamentos y municipios dependientes en su estructura productiva y de sus ingresos fiscales, con horizonte a 2030, para que orienten las decisiones inmediatas de política pública que deben ser adoptadas.

4.4.2 Políticas recientes de desarrollo productivo en los departamentos productores de petróleo y carbón

La estrategia de transformación productiva para contrarrestar los efectos negativos de la llamada maldición de los recursos naturales, y de la volatilidad de los precios de los *commodities*, ha estado presente en la agenda de la política pública desde los años noventa, con ocasión de los mega descubrimientos de crudo en Caño Limón y Cusiana. En esa década se adelantaron diagnósticos de la competitividad nacional y regional (con la metodología de Michael Porter) y se crearon el Consejo Nacional de Competitividad y los consejos regionales de competitividad, dando lugar a un Sistema Nacional de competitividad, con componentes de productividad e innovación. Los diferentes gobiernos han abordado diferentes programas para conseguir los objetivos de la diversificación productiva y de exportaciones, con el concurso del sector privado, a través de los gremios de la producción y los servicios, de las cámaras de comercio y del Consejo Privado de Competitividad, creado en 2006.

De otro lado, en los últimos años hay evidencia de la formulación de políticas sobre el cambio climático (documento CONPES 3700 de 2011) y de crecimiento verde (CONPES 3994 de 2018), firma de acuerdos internacionales para la reducción de emisiones (Paris, 2015) y elevación de la ambición climática del país (COP 26, 2021), subastas de energías renovables, y normas legales para ofrecer incentivos a las energías renovables no convencionales.

Más recientemente, la inminencia de la transición energética en el nivel global y la preocupación por los efectos de la reducción de la demanda mundial del petróleo y el carbón, en el caso de los países dependientes de sus exportaciones, han resonado en Colombia. Como ya se vio, la política pública frente a esta realidad propugna hoy por un cambio de la estructura productiva, el impulso a las exportaciones no tradicionales y el incremento

²⁰ Avanzando en la agenda de investigación en la cual hay varios trabajos y entre los que se destaca el CEDE de la Universidad de los Andes y el CREE del Banco de la República. (Birchenall & Murcia, 1997; Fedesarrollo, 2020; Meisel & Hahn, 2020; Haddad et al, 2022; Acosta & Bonet, 2022),

de la participación de las energías renovables no convencionales en la matriz energética y cambios en los patrones de consumo energético, con énfasis en la movilidad eléctrica. En esta sección se examina la respuesta, aún incipiente, a los retos de la transición energética en las entidades territoriales especializadas en la producción de crudo y carbón, manifiesta en los planes de desarrollo departamental.

Es útil recordar la información contenida en el cuadro 3 de este trabajo que muestra la participación de la minería (incluyendo hidrocarburos) en el PIB de los departamentos especializados seleccionados para este análisis: en Meta, 43%; en Casanare, 39%; Arauca, 35%; La Guajira, 32%; Cesar, 28% y Putumayo, 23%. Y la participación del segundo sector en cada caso: agricultura y comercio, con 12% cada uno, en el Meta; el comercio, con 19% en Casanare; agricultura, con 20% en Arauca; administración pública, con 24% en La Guajira; el mismo sector es el segundo también en el Cesar, con 20% y en Putumayo, con 31%.

Departamento del Meta

Este departamento ve sus oportunidades de diversificación en el sector agropecuario y, en menor medida en el turismo sostenible. Como reto central está el deterioro de la seguridad y la convivencia como resultado del conflicto armado y la actividad de grupos criminales. El punto de partida del Plan Departamental de Desarrollo, 2020-2023 es la situación de crisis creada por la pandemia y el aislamiento que produce la intermitencia de la conexión vial con Bogotá.

Los pilares del plan son el desarrollo del campo, la seguridad, el ambiente y el saneamiento básico, y la infraestructura y la competitividad. Para el mayor departamento productor de petróleo del país, el crudo es una fuente de ingresos, pero no un pilar de crecimiento. Tampoco suscita una preocupación especial la reducción de los recursos que puede resultar de la transición energética. El énfasis está en actividades que “aprovechen las potencialidades” (como la agricultura y el turismo) y que sean intensivas en mano de obra.

Por esto se debe reactivar y fortalecer el Consejo Seccional de Desarrollo Agropecuario - CONSEA- y los Consejos Municipales de Desarrollo Rural -CMDR-, para que cumplan efectivamente sus funciones en la orientación y gestión del desarrollo agropecuario y rural en el Meta. Para dinamizar su misión, estos mecanismos de participación operarán como Junta Departamental para el Sector Agropecuario – CONSEA, y Juntas Municipales para el Desarrollo Rural– CMDR, siguiendo el marco normativo de su creación.

En el campo de la financiación se espera seguir generando: i) garantías complementarias de bancarización para los pequeños y medianos productores de las cadenas productivas y agroindustriales. ii) un fondo con capitales de riesgo en el departamento; iii) en Finagro, el acceso a fondos complementarios de líneas especiales de crédito, seguros y riesgos agropecuarios, especialmente para los pequeños y medianos productores; iv) recursos de cooperación internacional para el financiamiento de proyectos especiales para el sector agropecuario y agroindustrial; v) promocionar los fondos rotatorios como herramienta de acumulación de ahorro y posterior inversión en pequeños y medianos agronegocios.

De igual forma, se destaca la importancia de fortalecer la exportación de productos del Meta, mediante la internacionalización de la economía y la apertura de mercados internacionales para empresarios y emprendedores en el departamento. Lo que se espera lograr mediante acciones como la capacitación de emprendedores y productores; el apoyo integral a los productores; la gestión del acceso, la oferta de tecnologías apropiadas y la capacitación a los pequeños y medianos productores para mejorar la productividad, sostenibilidad, calidad de la producción agropecuaria y la inclusión productiva, mediante el Plan Departamental de Extensión Agropecuaria.

Finalmente, debe seguir facilitándose el acceso de los productores agropecuarios al mercado local, regional, nacional e internacional, e impulsar y gestionar el desarrollo de la agroindustria para la generación de productos con valor agregado, mejorar la productividad y competitividad de la oferta alimentaria del departamento, a

través de infraestructura productiva adecuada. Así como desarrollar un turismo competitivo y sostenible que genere oportunidades económicas para los actores de la cadena de valor del sector y los ciudadanos, a través de la planificación articulada e integral del sector.

Casanare

El departamento del Casanare también ve oportunidades en la agricultura, el turismo y la infraestructura para desarrollarlo. El Plan de desarrollo departamental 2020-2023 se propone seguir mejorando el entorno para promover la productividad de los productores, campesinos y la inversión privada de este sector, y seguir impulsando las distintas herramientas de fomento, planificación (PDEA) y apoyo al sector, que les permita crecer y responder a los retos que enfrentan.

Dentro de este conjunto de herramientas, se priorizan las gestiones ante a la Agencia Nacional de Tierras - ANT- para concretar avances significativos en el proceso de titulación de tierras en el Departamento de Casanare. De igual modo, mecanismos para avanzar en la etapa de transformación de productos agropecuarios, vinculando a los productores, de manera que incentiven la competitividad y mejoren sus ingresos.

Con respecto del sector turístico, el departamento ejecutará el Plan Departamental de Turismo, como guía de la gestión hacia esta apuesta, de relevancia para la economía y la proyección de Casanare. Este Plan sectorial traza orientaciones para posicionar al departamento de Casanare como el destino de turismo ambiental, histórico y cultural de mayor implicación social y productiva del País a través de la consolidación de una oferta de servicios, bienes y destinos con calidad y respeto al medio ambiente y fomento a las tradiciones de la cultura llanera. actividades como el transporte, servicios de alojamiento, visitas de atractivos turísticos y los servicios conexos. El turismo tiene encadenamientos con actividades como el transporte, servicios de alojamiento, visitas de atractivos turísticos y los servicios conexos. En este cometido, se deben desarrollar proyectos de infraestructura que sirvan de detonantes para darle mayor impulso y crecimiento al sector.

De igual modo, se deberán seguir fortaleciendo los instrumentos financieros, para fomentar los emprendimientos de los productores y empresarios, y la población vulnerable; con criterios más incluyentes y en iniciativas acordes con las políticas del plan de desarrollo departamental. Además, impulsar mecanismos para reducir la cartera morosa y generar una cultura de responsabilidad social para el pronto pago de acreencias de los créditos otorgados por el departamento.

Putumayo

La visión del departamento a 2030 dice que Putumayo será el corazón de la Amazonía colombiana, competitivo, solidario y emprendedor. Su activo principal es la dotación de recursos naturales que ofrece agua, riqueza fluvial y paisaje. Lo cual tiene un potencial de ser aprovechado para desarrollar el turismo en la región y fortalecer el transporte y la conectividad de los trece municipios entre sí y con los departamentos vecinos. De los seis principios del plan, uno tiene que ver con la producción: es el tercero y se refiere a la preservación y uso racional de los recursos naturales y económicos y al impulso de las potencialidades del desarrollo sostenible.

La región andino- amazónica cuenta con unas condiciones ambientales que le permiten tener ecosistemas sanos, los cuales revierten a su población unos bienes y servicios ambientales como calidad y cantidad de agua, abundancia de biodiversidad y un aire con más pureza. La región genera afluentes como el río Putumayo y el Caquetá, tiene refugios húmedos del pleistoceno, reservorio de gran biodiversidad, suelos frágiles-jóvenes, selva tropical, alta humedad. Si frena la deforestación, la gobernación piensa que el departamento puede contribuir a mitigar el cambio climático, regular el clima, producir oxígeno, ofrecer productos forestales, hábitat de especies únicas y ecoturismo.

Uno de los retos principales del departamento tiene que ver con el orden público. La presencia de la guerrilla y el narcotráfico ha limitado su potencial de crecimiento. El Plan de Desarrollo departamental, PDD, 2020- 2023 busca articularse con el plan de desarrollo con enfoque territorial PDET mediante la adopción del Plan de Acción para la Transformación Regional PATR- subregión Putumayo que involucra 9 de sus 13 municipios que son PDET. Este plan fue producto de la negociación con las FARC-EP para los municipios más afectados por la violencia, la pobreza, las economías ilícitas y la debilidad institucional.

El PDD busca también la articulación con el Programa nacional integral de sustitución de cultivos de uso ilícito, PNIS, otro resultado del Acuerdo final para la terminación del conflicto FARC- EP, y avanzar en los temas de la tenencia de la propiedad rural. Adicionalmente, el departamento hará parte activa de la Política nacional de atención integral a la población víctima.

En cuanto a la minería, que consiste en la producción de oro, mármol y materiales de construcción, se describen problemas de subregistro de producción, que impacta las regalías. No hay condiciones para la explotación legal. No hay presencia de fuerza pública, y la ocurrencia de hurtos y secuestros, eleva los riesgos. Faltan centros de compra oficial de minerales y no hay control de comercializadores. La caracterización del sector de hidrocarburos tiene datos de producción y de regalías (¡de 2011!) pero no hay alguna mención de la transición energética y mucho menos de la necesidad de tomar acciones preventivas para prepararse ante la posible caída de la demanda de petróleo, en el futuro próximo. Para el desarrollo minero, se propone dar asistencia técnica a 200 mineros en el cuatrienio.

La Guajira

Este es uno de los departamentos más pobres de Colombia, con alto índice de NBI, en particular en la Alta Guajira, que requiere una acción amplia gubernamental para atender a su población; la dependencia del carbón lo hace particularmente vulnerable a los efectos de la transición energética. Cuenta con potencial para acoger proyectos de energía eólica y solar, pero requiere diversificar su economía y generar empleo productivo en otros sectores.

El propósito del Plan de Desarrollo Departamental 2020-2023 de este departamento, especializado en la producción de carbón, es usar todo el potencial y sus ventajas comparativas para impulsar distintas ramas de la economía como el turismo, las actividades agrícolas y pecuarias, la dinamización del sector energético, la cultura y el comercio. Para ello se propone establecer incentivos que atraigan la inversión y permitan el crecimiento del parque empresarial. Lo anterior, ligado al fomento del emprendimiento y de la economía local y comunitaria, deberá consolidar la transformación productiva y hacer frente a los problemas de pobreza y desempleo del departamento. De igual forma, se persigue un desarrollo sostenible que propenda por la conservación de los ecosistemas de La Guajira para mitigar los efectos del cambio climático y garantizar un bienestar que respete la riqueza biocultural del departamento.

Los objetivos estratégicos del PDD son los siguientes.

1. Impulsar la tecnificación del sector agropecuario y el acceso a crédito y mercados nacionales e internacionales.
2. Promover un turismo departamental organizado, con infraestructura de calidad y con buen capital humano.
3. Apoyar a los gestores culturales, fortalecer escuelas artísticas, y defender del patrimonio cultural.
4. Velar por un sector energético incluyente, con beneficios para comunidades y rentas para entidades territoriales

5. Fomentar la gestión de los recursos hídricos, la protección de los ecosistemas estratégicos, la adaptación al cambio climático y la mitigación del riesgo de desastres.

Cesar

El departamento del Cesar, el mayor productor de carbón térmico para la exportación, tiene una estructura productiva algo más diversificada que La Guajira, en la agricultura y la ganadería. El sector pecuario es el mayor responsable de las emisiones del departamento de gases de efecto invertido, seguido de las del sector de energía con un poco más de la mitad de las emisiones de la ganadería. Este territorio, de otro lado mostraba en 2019 un indicador de 53% amenazado por fenómenos hídricos y meteorológicos, así como desastres relacionados con inundaciones e incendios forestales entre los de mayor ocurrencia, entre 2010 y 2017. En términos económicos y sociales, sus indicadores de pobreza y NBI, de cobertura de servicios públicos y sociales, y la atención a los grupos étnicos están lejos de los del país; estas brechas requieren atención prioritaria para desarrollar el potencial agropecuario y el turismo, y reemplazar el empleo y los ingresos fiscales que se perderán con la pérdida de dinamismo de la minería del carbón.

El PDD 2020-2023 propuso continuar con el fortalecimiento del sector agroindustrial para tener los instrumentos necesarios que conduzcan a una transformación integral del campo. Para ello, debe haber provisión de bienes públicos de infraestructura, promover la asociatividad y las alianzas público- privadas, para apoyar a los productores en la adaptación de tecnologías para la tecnificación y la agregación de valor a sus procesos. La transformación productiva apunta al aprovechamiento de las ventajas comparativas y así, mejorar los indicadores de competitividad.

Debe ser prioridad el potencial turístico local y regional del departamento, reconociendo el recurso o potenciales turísticos. Así mismo, se debe comercializar y promocionar los productos y/o rutas turísticas de acuerdo con las potencialidades de los territorios, a través del desarrollo de ruedas de encadenamiento locales y nacionales, que permitan el posicionamiento de las regiones de acuerdo con su potencial vocación turística.

Finalmente, dice el Plan debe propiciarse el desarrollo de la Ciencia, la Tecnología y la Innovación para el desarrollo tecnológico y el crecimiento empresarial, mejorando los indicadores de competitividad y el fortalecimiento de la transformación y sofisticación de la producción, lo cual debe financiarse mediante recursos del Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación, los cuales deben servir como financiadores de la Agenda Departamental de Competitividad e Innovación.

La Guajira

Este es uno de los departamentos más pobres de Colombia, con alto índice de NBI, en particular en la Alta Guajira, que requiere una acción amplia gubernamental para atender a su población; la dependencia del carbón lo hace particularmente vulnerable a los efectos de la transición energética. Cuenta con potencial para acoger proyectos de energía eólica y solar, pero requiere diversificar su economía y generar empleo productivo en otros sectores.

El propósito del Plan de Desarrollo Departamental 2020-2023 de este departamento, especializado en la producción de carbón, es usar todo el potencial y sus ventajas comparativas para impulsar distintas ramas de la economía como el turismo, las actividades agrícolas y pecuarias, la dinamización del sector energético, la cultura y el comercio. Para ello se propone establecer incentivos que atraigan la inversión y permitan el crecimiento del parque empresarial. Lo anterior, ligado al fomento del emprendimiento y de la economía local y comunitaria, deberá consolidar la transformación productiva y hacer frente a los problemas de pobreza y desempleo del departamento. De igual forma, se persigue un desarrollo sostenible que propenda por la conservación de los ecosistemas de La Guajira para mitigar los efectos del cambio climático y garantizar un bienestar que respete la riqueza biocultural del departamento.

Los objetivos estratégicos del PDD son los siguientes.

1. Impulsar la tecnificación del sector agropecuario y el acceso a crédito y mercados nacionales e internacionales.
2. Promover un turismo departamental organizado, con infraestructura de calidad y con buen capital humano.
3. Apoyar a los gestores culturales, fortalecer escuelas artísticas, y defender del patrimonio cultural.
4. Velar por un sector energético incluyente, con beneficios para comunidades y rentas para entidades territoriales
5. Fomentar la gestión de los recursos hídricos, la protección de los ecosistemas estratégicos, la adaptación al cambio climático y la mitigación del riesgo de desastres.

Cesar

El departamento del Cesar, el mayor productor de carbón térmico para la exportación, tiene una estructura productiva algo más diversificada que La Guajira, en la agricultura y la ganadería. El sector pecuario es el mayor responsable de las emisiones del departamento de gases de efecto invertido, seguido de las del sector de energía con un poco más de la mitad de las emisiones de la ganadería. Este territorio, de otro lado mostraba en 2019 un indicador de 53% amenazado por fenómenos hídricos y meteorológicos, así como desastres relacionados con inundaciones e incendios forestales entre los de mayor ocurrencia, entre 2010 y 2017. En términos económicos y sociales, sus indicadores de pobreza y NBI, de cobertura de servicios públicos y sociales, y la atención a los grupos étnicos están lejos de los del país; estas brechas requieren atención prioritaria para desarrollar el potencial agropecuario y el turismo, y reemplazar el empleo y los ingresos fiscales que se perderán con la pérdida de dinamismo de la minería del carbón.

El PDD 2020-2023 propuso continuar con el fortalecimiento del sector agroindustrial para tener los instrumentos necesarios que conduzcan a una transformación integral del campo. Para ello, debe haber provisión de bienes públicos de infraestructura, promover la asociatividad y las alianzas público- privadas, para apoyar a los productores en la adaptación de tecnologías para la tecnificación y la agregación de valor a sus procesos. La transformación productiva apunta al aprovechamiento de las ventajas comparativas y así, mejorar los indicadores de competitividad.

Debe ser prioridad el potencial turístico local y regional del departamento, reconociendo el recurso o potenciales turísticos. Así mismo, se debe comercializar y promocionar los productos y/o rutas turísticas de acuerdo con las potencialidades de los territorios, a través del desarrollo de ruedas de encadenamiento locales y nacionales, que permitan el posicionamiento de las regiones de acuerdo con su potencial vocación turística.

En el sector minero energético, el Plan menciona explícitamente la necesidad de diversificar la producción ante la evolución de la demanda internacional del carbón. Encuentra que hay oportunidades en la minería de oro y algo de cobre. Propone planes para la formalización y la reducción de la pobreza de los mineros artesanales. Se propone aumentar la cobertura de los servicios públicos, en particular la del gas. Al constatar que el departamento tiene potencial para desarrollar proyectos de energía solar propone impulsar las energías renovables no convencionales y los acuerdos con otros departamentos (Magdalena y La Guajira), así como las alianzas con el sector privado, para ser un departamento líder en estas fuentes energéticas.

Finalmente, dice el Plan debe propiciarse el desarrollo de la Ciencia, la Tecnología y la Innovación para el desarrollo tecnológico y el crecimiento empresarial, mejorando los indicadores de competitividad y el fortalecimiento de la transformación y sofisticación de la producción, lo cual debe financiarse mediante recursos del Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación, los cuales deben servir como financiadores de la Agenda Departamental de Competitividad e Innovación.

En conclusión, las políticas productivas emprendidas por los departamentos productores de petróleo y carbón, en el marco de sus actuales planes de desarrollo, no muestran aún un impulso decidido a la diversificación de la producción, que resulte de la convicción de la inminencia de la reducción de la demanda mundial de estos productos. Los ingresos fiscales y las regalías que reciben de la minería y los hidrocarburos complementan los de transferencias y se orientan a mejorar sus indicadores de cobertura de los servicios públicos y sociales. Los programas orientados al impulso de la producción agropecuaria y el turismo son mayores en los departamentos con mayor diversificación productiva previa y en todos se complementan con programas de apoyo al emprendimiento y la formalización relativamente marginales.

Las nuevas administraciones departamentales y municipales que comiencen en enero de 2024 deberán incorporar recursos, planes y programas que preparen a las empresas y a los trabajadores, y a la misma institucionalidad para enfrentar los riesgos de la transición energética. Y también las oportunidades que se abren con los programas nacionales de reforestación y restauración del suelo, de impulso a las energías renovables no convencionales, de sustitución de cultivos ilícitos PNIS y de los PDET, en la medida en que varios de esos territorios han sufrido el impacto de la violencia y el narcotráfico, y limitado el logro de los ODS.

5. Conclusiones

La dependencia del país de los ingresos de hidrocarburos y carbón se expresa en la importante participación en las exportaciones y, en menor medida en los ingresos fiscales. Aunque la contribución del sector de minas y canteras al PIB nacional es baja (3.8% en 2022), el petróleo y el carbón representan, en 2022, el 55% del valor de las exportaciones totales del país y el 26% de la inversión extranjera directa. En el total de los ingresos tributarios del gobierno nacional central, los impuestos pagados por el sector petróleo, en el periodo 2011-2022, contribuyeron con el 5.4% del total, y con respecto de los ingresos de capital del GNC explicaron el 45,3% del total, debido a la importancia de los dividendos de Ecopetrol.

La dependencia de los departamentos productores de hidrocarburos y carbón se caracteriza por la participación de estas actividades en el PIB departamental, en la estructura productiva, los ingresos corrientes y de capital (regalías, los más importantes) de las entidades territoriales (departamentos, municipios y otros), y en el empleo y la contratación local. Algunas de esas entidades territoriales tienen una estructura productiva especializada en la explotación de minas y canteras, lo cual los hace vulnerables a los cambios en los precios y la producción de los minerales (incluidos los hidrocarburos, en la clasificación del DANE). En 2021, los departamentos más dependientes fueron el Meta, con 43% de participación del sector en el PIB territorial, Casanare, con 39,2%; Arauca con 35,3%; La Guajira, con 32,2%; el Cesar, con 27,7%, y Putumayo, con 22,5%.

La transición energética, TE, mundial conduce a una reducción de la demanda de los principales productos de exportación de Colombia (petróleo y carbón) y comporta riesgos para los departamentos especializados en su producción y cuyos ingresos fiscales provienen principalmente de estas actividades y de las transferencias del gobierno nacional, las cuales se relacionan con los ingresos corrientes que pueden verse también afectados por la misma reducción de la demanda de combustibles fósiles. De la misma manera, se afecta a los proveedores de bienes y servicios de estas actividades y el empleo que generan. Frente a estos riesgos, el país y las regiones productoras diseñan estrategias de diversificación de exportaciones y de la producción, y de compensación de los agentes afectados

por la evolución de la demanda y las políticas para luchar contra el calentamiento global.

En el proceso de la TE, las brechas departamentales se pueden ampliar. En Colombia no ha habido convergencia entre regiones de diferente nivel de desarrollo, a través del tiempo.

Hay una ventana de oportunidad en el mercado mundial y nacional, antes de que comience la declinación definitiva de la demanda de combustibles fósiles, que puede ser aprovechada para acumular recursos financieros que requiere la TE, y ejecutar las estrategias de diversificación productiva y de exportaciones. Sin acelerar la velocidad, haciendo el análisis riguroso del costo beneficio de las medidas, pero sin desconocer la importancia y la urgencia de implementar desde ya la senda de la transición energética hacia la producción y el consumo de energías limpias.

Las experiencias de otros países productores de hidrocarburos arrojan lecciones que aún pueden ser aprendidas e incorporadas en la política pública del país para usar los ingresos petroleros y carboneros para construir nuevas capacidades energéticas y productivas, financiar programas contra la deforestación y el mal uso del suelo, principales fuentes de emisiones GEI en el país, elevar la eficiencia del consumo de energía, aumentar su consumo per cápita de energía, elevar el desarrollo humano, planeando la expansión eléctrica de manera realista, precisando el rol del gas natural en la transición, y explorando oportunidades para el hidrógeno, la geotermia y las tecnologías de captura, el almacenamiento y uso del dióxido de carbono, CCUS, entre otras políticas.

La política energética del actual gobierno está aún en proceso de definiciones, con la propuesta de una nueva hoja de ruta de la transición energética que será entregada en 2024, y a la espera del análisis de la necesidad o no de firmar nuevos contratos de exploración y producción de hidrocarburos. Con respecto del carbón, se ha mencionado la decisión de no permitir la explotación de nuevas minas a cielo abierto, y no se ha abierto la licitación de los activos de los títulos mineros devueltos por Prodeco en el Cesar. La estrategia de promoción de las energías renovables, que tomó forma en las dos últimas administraciones, continúa en ejecución. La nueva administración ha puesto énfasis en la estrategia de deforestación, en la participación de las comunidades energéticas en la generación, comercialización y distribución de energía, y en la necesidad de contar con mecanismos para garantizar una transición energética justa. Le ha dado a Ecopetrol el rol de ser instrumento fundamental de la transición, apoyando los programas que ya había iniciado en autogeneración solar, incremento de la dinámica de su segmento de gas natural y en diversificación hacia el sector eléctrico, con la compra de ISA.

Se requieren programas del orden nacional y departamental, con metas, recursos y cronogramas, para la diversificación productiva y reconversión laboral de los trabajadores del sector de hidrocarburos y mineros, de modo que puedan adquirir las habilidades necesarias para ser empleados en el sector de energías renovables y de minerales estratégicos para la transición energética, o en los de nuevas exportaciones y cadenas productivas.

Finalmente, durante los últimos años, a transición energética justa ha tomado fuerza como un concepto fundamental en la búsqueda de un futuro sostenible y equitativo para todos. Se refiere a la transformación de los sistemas energéticos, desde una dependencia en fuentes de energía fósil y altamente contaminantes hacia fuentes renovables y limpias, de manera que se asegure la justicia social y la igualdad de oportunidades para todas las personas. Esta transición reconoce la necesidad de abordar tanto la crisis climática como las desigualdades sociales, promoviendo empleos dignos, incluyentes y de calidad en las nuevas industrias y tecnologías verdes. Además, se preocupa por garantizar la participación y el acceso de las comunidades más vulnerables y afectadas por la transición, promoviendo políticas de inclusión y programas de capacitación.

6. Recomendaciones de Política Pública

La política energética de Colombia debe incorporar, no solamente los aspectos incluidos en las definiciones generales relacionadas con la seguridad energética, el acceso universal y la sostenibilidad ambiental, sino, de manera explícita, la contribución de los recursos naturales al crecimiento económico del país y de sus regiones, y a los balances externo y fiscal.

Los riesgos macroeconómicos, sectoriales, empresariales y regionales que resultan de la dinámica de la demanda mundial de petróleo y carbón deben ser identificados y el diseño de las políticas públicas debe considerar las medidas para mitigar esos riesgos.

Las ventajas comparativas de Colombia parecen estar relacionadas con su dotación de recursos naturales agrícolas y mineros, y la meta de diversificar la estructura productiva y la oferta exportadora requiere profundizar la estrategia de competitividad en el país. Los programas de transformación productiva en el territorio y con la participación del sector privado pueden ser una base, acompañados de la provisión de bienes públicos que reduzcan los costos internos de la comercialización de bienes y servicios. La inversión en capital humano y en ciencia, tecnología e innovación son centrales en la producción competitiva tanto en agricultura, agroindustria, manufactura y energías renovables. La promoción de exportaciones tendrá que asegurar el acompañamiento de los productores ya que no exportan porque no saben cómo hacerlo.

Tanto las empresas como el Estado tienen roles fundamentales en la transición energética hacia un sistema más sostenible y limpio. Las empresas tienen la responsabilidad de liderar la transformación hacia prácticas y tecnologías más sostenibles en sus operaciones y productos. Esto implica adoptar medidas para reducir su huella de carbono, implementar prácticas de eficiencia energética, invertir en energías renovables y desarrollar productos y servicios que promuevan un consumo más responsable. Las empresas también pueden colaborar con otras organizaciones y compartir buenas prácticas para acelerar la transición hacia un modelo energético más sostenible. Además, al impulsar la innovación y la investigación en energías limpias, las empresas pueden contribuir al desarrollo de tecnologías y soluciones más eficientes y accesibles.

Por su parte, el Estado tiene un papel clave en la creación de un marco regulatorio que incentive y promueva la transición energética. Esto implica establecer políticas y metas ambiciosas para la reducción de emisiones, fomentar la inversión en energías renovables, implementar incentivos fiscales y financieros, y establecer estándares de eficiencia energética. El Estado también puede desempeñar un papel activo en la promoción de la investigación y el desarrollo de tecnologías limpias, así como en la creación de programas de formación y capacitación para impulsar el empleo en sectores

verdes. Además, es importante destacar que la colaboración entre el sector privado y el público es esencial para lograr una transición energética exitosa. La cooperación y el diálogo entre las empresas, el Estado y otros actores relevantes permiten identificar desafíos comunes, compartir conocimientos y recursos, y encontrar soluciones integrales que beneficien tanto a la sociedad como al medio ambiente.

7. Referencias

- Acosta, K., & Bonet-Morón, J. (2022). Convergencia regional en Colombia en el siglo XXI. *Documentos de trabajo sobre economía regional y urbana número 308*. Centro de estudios económicos regionales, CREE. Banco de la República, Cartagena de Indias.
- ANH - Agencia Nacional de Hidrocarburos (2023). Estadísticas del Sector petrolero 2010-2022. ANM - Agencia Nacional de Minería (2023). Estadísticas del Sector minero 2010-2022.
- Barro, R. J., & Sala-i-Martin, O. J. (1991). Convergence across States and Regions. *Brookings Papers on Economic Activity*. Brookings Papers on Economic Activity. Vol. 1991, No. 1 (1991), 107-182.
- Benavides, J., Cabrales, S. & Delgado M.E. (2022). Transición energética en Colombia: política, costos del carbono-neutralidad acelerada y papel del gas natural. Fedesarrollo.
- Birchenall, J y G.Murcia (1997). Convergencia regional: una revisión del caso colombiano. *Desarrollo y sociedad. Número 40. CEDE-Uniandes*.
- BP (2022) British Petroleum. Energy Outlook.
- Cerrejón S.A. Informe de Sostenibilidad, 2010 a 2020
- Departamento Nacional de Planeación- Banco Interamericano de Desarrollo. (2016). Impactos económicos del cambio climático en Colombia. Análisis costo- beneficio de medidas de adaptación.
- Drummond Ltda. Informe de Sostenibilidad, 2010 a 2020.
- Echeverry, J.C. (2020). Estrategia de industria nacional. Presentación en ppt. Análisis contratado para la campaña presidencial. 27 de marzo. Bogotá.
- Ecopetrol. Reporte Integrado de Gestión Sostenible, 2010 a 2020.
- FEDESARROLLO. (2020). Cierre de brechas de competitividad departamental en el marco de las Comisiones Regionales de Competitividad e Innovación. Bogotá: Fedesarrollo-MINCIT Swiss Contact,
- Fedesarrollo. (2018). Evaluación de los impactos causados en las regiones productoras de hidrocarburos y minerales con el actual Sistema General de Regalías. Bogotá: Fedesarrollo, 143 p
- García J., López, D., & Montes, E. (2020). ¿Por qué Colombia no exporta más? *Borradores de economía 1139*. Banco de la República.
- Haddad, E., Bonet, J. & Pérez, G.J. (2022). Impacto regional de las regalías en Colombia. *Documentos de trabajo sobre economía regional y urbana. Número 309*, Banco de la República.
- IEA Agencia Internacional de Energía (2022). World Energy Outlook 2022.
- Martínez, A. (2019). Contribución del carbón a la economía guajira. Bogotá: Fedesarrollo.
- Martínez, A., & Delgado M.E. (2021). Los retos del Grupo Ecopetrol y del país frente a la transición energética. Informe Final. Bogotá: Fedesarrollo.
- Martínez, A. et. al. (2021). Proyecto minero Quebradona: aspectos económicos, *government take* y observaciones sobre el Estudio de Impacto Ambiental. PROANTIOQUIA-FEDESARROLLO.

Martínez, A., Montes, E., Giraldo, I. & Santos, J.C (2023). Caracterización de la inversión extranjera directa en Colombia: actividades distintas a minas y petróleo. *Borradores de Economía. Número 1227*. Banco de la República.

Ministerio de Minas y Energía (2022). Diálogo social para definir la hoja de la ruta de la transición energética justa en Colombia. República de Colombia, noviembre.

Meisel, A& Hahn, L. (2020). Regional Economic Inequality in Colombia 1926-2018. In: Time and Space Latin American Regional Development in Historical Perspective. // <http://doi.org/101007/978-3-030-47553-6>.

Neville F. & Restrepo S., (2018). Sectoral and aggregate response to oil price shocks in the Colombian economy: SVAR and Local Projections approach, *Borradores de Economía 1055*, Banco de la República de Colombia.

Nuñez, J., Castro, F.& Rincón, N. (2014). Evaluación institucional y de procesos con énfasis en el ciclo de proyectos del sistema general de regalías. Fedesarrollo, Bogotá.

Nuñez, J. y Parra, J. (2017). Análisis de impacto. Ejercicios econométricos. En Martínez, A.(2017) Estudio sobre el impacto de la actividad petrolera en las regiones productoras de Colombia. Fedesarrollo-Ecopetrol.

OECD. (2016). OECD Regional Outlook 2016: Productive Regions for Inclusive Societies. Paris: OECD Publishing. Obtenido de <http://dx.doi.org/10.1787/9789264260245-en>

Perilla, J. (2011). El impacto de los precios del petróleo sobre el crecimiento económico en Colombia. *Revista De Economía Del Rosario*, 13(1), 75-116. Recuperado a partir de <https://revistas.urosario.edu.co/index.php/economia/article/view/1631>

PNUD (2022) Informe sobre Desarrollo Humano para Colombia. Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. Bogotá.

Ricardo Energy& Ecoversa (2020). Consultoría para desarrollar una metodología para costear las metas de adaptación y evaluar los impactos fiscales del logro de los objetivos actualizados del NDC en Colombia. Banco Mundial.

Rojas, Á., & Rengifo, J. C. (2016). Desarrollo económico y espacial desigual: panorama teórico y aproximaciones al caso colombiano. Borradores Departamento de Economía. N°58.

Toro Córdoba, J. H., Garavito Acosta, A. L., López Valenzuela, D. C., & Montes Uribe, E. (2017). RE No. 200. Enero de 2016 -- El choque petrolero y sus implicaciones en la economía colombiana. Reportes del Emisor. Recuperado a partir de <https://publicaciones.banrepcultural.org/index.php/emisor/article/view/7910>

UPME. (2021) Plan Energético Nacional 2020-2050. Bogotá

UPME. Unidad de Planeación Minero- Energética (2022). Informe de proyección de demanda.

Villar, L et al. (2014). Evaluación de la contribución económica del sector de hidrocarburos colombiano frente a diversos escenarios de producción. Bogotá: UPME-Fedesarrollo.

World Economic Forum. (2023). Fostering Effective Energy Transition 2023. Edition Insight.

ANEXO

1.

Indicador multivariado para departamentos productores de petróleo y carbón (2010-2021) (Distancia a Santander)

	2010	Distancia a Santander	2014	Distancia a Santander	2018	Distancia a Santander	2021	Distancia a Santander
Santander	72,6		74,7		82,6		79,3	
Boyacá	64,8	7,8	62,1	12,6	68,3	14,2	71,4	7,9
Casanare	59,1	13,5	61,9	12,9	61,9	20,6	61,8	17,5
Meta	52,6	20,0	56,3	18,5	60,0	22,6	60,7	18,6
Cesar	45,6	27,1	45,8	28,9	49,7	32,9	47,0	32,3
La Guajira	31,1	41,6	37,0	37,7	38,1	44,5	43,1	36,2
Putumayo	26,2	46,4	32,1	42,7	34,4	48,2	37,9	41,4
Arauca	37,7	34,9	30,6	44,1	29,9	52,7	33,0	46,3

2.

Desagregación del indicador multivariado en sus variables, por departamento

Al tratarse de un indicador multivariado que reúne la evolución de las variables sociales y económicas departamentales, es necesario entender cuáles aspectos de la economía y su entorno explican mejor las diferencias de las sendas de desarrollo de las regiones productoras de petróleo y carbón del país. La desagregación más puntual por indicador permite identificar los cambios a lo largo del periodo para los departamentos estudiados. Por el lado de Santander, se observa que la caída durante 2021, con respecto de 2018, fue producto de retrocesos en la tasa de desempleo departamental, así como en la cobertura educativa mientras que el PIB per cápita, la autonomía fiscal, el IDH y el coeficiente de localización mantuvieron los niveles previamente obtenidos. En el caso de Boyacá, aunque su indicador de tasa de desempleo cae en 2021, los demás rubros registran mejores niveles que impulsan el indicador total. Para Casanare se tiene que si bien obtiene grandes niveles de PIB per cápita (100) como de cobertura educativa, el indicador multivariado es jalonado hacia abajo por los resultados de autonomía fiscal (30,7) como de coeficiente de localización (8,7) que mide la participación promedio del sector minero con respecto de la que tiene el sector en el PIB del país. Para el departamento del Meta es posible afirmar que su resultado está ampliamente explicado por el indicador del coeficiente de localización el cual obtiene en los tres últimos registros el peor puntaje posible (0). Si bien este departamento registra buenos resultados en materia tanto del PIB per cápita (95,7), como de cobertura educativa, su fuerte dependencia minera explica su posición en el indicador total.

En el caso del departamento del Cesar su caída en el 2021, en comparación con a 2018, obedece a retrocesos en materia de PIB per cápita, de empleo, así como de cobertura educativa del nivel preescolar, primaria, secundaria y media. Todos los demás indicadores se mantienen en los niveles previamente alcanzados. En La Guajira se destacan sus pobres resultados en materia de autonomía fiscal (0,3) PIB per cápita (23,0) y coeficiente de localización (25,1) que son compensados en cierta forma por los datos de empleo departamental

que, junto con la cobertura educativa, impulsa su crecimiento en el indicador general. Putumayo registra, al igual que La Guajira sostenidos aumentos en su indicador total con base en los avances en materia de empleo, cobertura educativa e IDH que le hacen contrapeso a los pobres resultados de autonomía fiscal. Finalmente, para Arauca, su fuerte caída en el año 2014 y 2018 se encuentra explicada por los menores registros en materia de PIB per cápita (75,5 a 43,7) así como de empleo (34,5 a 0) que sumado a un bajo índice de desempeño fiscal lo ubican en el último lugar de la lista.

Desagregación del indicador multivariado de los departamentos productores de petróleo y carbón 2010-2021

Santander	2010	2014	2018	2021
PIB pc	49,6	51,8	75,2	75,7
Fiscal	69,7	46,8	54,2	55,6
Empleo	88,2	97,3	95,4	79,3
Cobertura	88,7	86,9	99,8	92,8
IDH	46,8	73,9	79,8	79,7
Coef. Localización	92,8	91,7	91,2	92,8

Casanare	2010	2014	2018	2021
PIB pc	100,0	100,0	100,0	100,0
Fiscal	26,0	20,4	31,3	30,7
Empleo	69,9	85,2	74,7	80,2
Cobertura	100,0	100,0	100,0	87,3
IDH	49,2	59,9	63,6	64,0
Coef. Localización	9,7	5,6	2,1	8,7

César	2010	2014	2018	2021
PIB pc	26,2	20,3	38,1	31,6
Fiscal	26,3	13,6	25,7	28,6
Empleo	76,6	86,0	71,8	63,1
Cobertura	75,3	74,4	90,2	71,1
IDH	31,0	47,1	52,0	52,3
Coef. Localización	38,0	33,5	20,0	35,5

Putumayo	2010	2014	2018	2021
PIB pc	22,6	24,1	18,4	14,0
Fiscal	18,4	5,5	7,1	7,9

Boyacá	2010	2014	2018	2021
PIB pc	33,6	33,6	52,3	53,5
Fiscal	49,2	31,0	31,8	32,6
Empleo	92,1	79,0	91,4	83,8
Cobertura	81,4	81,0	81,3	100,0
IDH	49,2	65,6	69,4	69,8
Coef. Localización	83,6	82,4	84,0	88,7

Meta	2010	2014	2018	2021
PIB pc	89,7	88,7	90,7	95,7
Fiscal	22,8	28,5	44,4	42,2
Empleo	65,7	62,2	64,4	62,2
Cobertura	82,1	84,4	80,7	84,5
IDH	46,0	73,9	79,8	79,7
Coef. Localización	9,2	0,0	0,0	0,0

La Guajira	2010	2014	2018	2021
PIB pc	22,1	15,5	24,5	23,0
Fiscal	9,4	12,4	3,4	0,3
Empleo	82,3	100,0	97,1	93,2
Cobertura	28,9	29,8	31,6	67,1
IDH	30,2	45,2	49,7	50,0
Coef. Localización	13,4	19,3	22,0	25,1

Arauca	2010	2014	2018	2021
PIB pc	75,5	43,1	43,7	44,2
Fiscal	16,8	7,5	7,6	4,1

Empleo	29,3	63,8	61,5	50,5	Empleo	34,5	10,2	0,0	0,0
Cobertura	46,5	41,7	42,3	62,2	Cobertura	43,0	37,9	43,7	73,6
IDH	15,9	38,9	45,1	45,3	IDH	56,3	56,7	58,4	58,1
Coef.	24,8	18,4	31,9	47,7	Coef.	0,0	28,3	26,0	18,0
Localización					Localización				

3.

Mejores prácticas de países desarrollados que han sabido usar sus recursos del petróleo y gas para apalancar su desarrollo.

Noruega tiene una población de alrededor de 5 millones de personas y un PIB per cápita de USD\$89.000, que lo posiciona en el puesto número 7 en el nivel internacional (Banco Mundial, 2021). Según varios estudios, la prosperidad de esta economía se debe en parte a los ingresos que provienen de la industria de combustibles fósiles. De igual forma, de acuerdo con el indicador global de la transición energética, ETI, Noruega (segundo en el ranking global) no solo es un exportador establecido de petróleo y gas natural, sino también es un líder en la adopción de energías limpias. Actualmente, exporta aproximadamente el 95% de la producción de estos dos recursos naturales. Vale señalar que, gracias a los excedentes generados de la producción y la exportación de gas natural y petróleo, Noruega creó el Fondo de Riqueza Soberana. Este fondo, que tiene actualmente un valor ahorrado de aproximadamente de \$1,3 billones²¹ de dólares es un fuerte soporte financiero para fortalecer su transición y un pilar en la adopción de nuevas tecnologías.

Noruega también invierte en fuentes de energía renovable, como la energía solar y eólica. El objetivo del gobierno es aumentar su capacidad eólica en 3.5 GW para 2030. Además, este país está invirtiendo en tecnología de para la captura y almacenamiento de carbono (CCS) y en proyectos piloto de CCS en la industria del petróleo y el gas. Su objetivo es convertirse en un líder mundial en esta área.

Noruega ha usado los recursos del petróleo y gas para invertir en nuevas capacidades y avanzar en la transición energética, y en la investigación en tecnologías de frontera como la CCUS y la descarbonización de las operaciones del sector. La transición de este país, financiada con el ahorro de largo plazo de la industria de los hidrocarburos, no solo tiene un impacto positivo en el medio ambiente, sino que impulsa el desarrollo económico del país. Colombia no solo ha dejado de ahorrar ingresos petroleros para el futuro (Fedesarrollo, 2018) sino que las importantes asignaciones de regalías para CTi (10% del total de las regalías) no han sido bien gestionadas ni dirigidas a propósitos estratégicos (Nuñez et al (2014),

Por otro lado, Nueva Zelanda tiene una población muy parecida a la de Noruega, con un poco más de 5 millones de habitantes, y es un país que avanza firmemente en su desarrollo energético, su transición energética y en su lucha contra el cambio climático.

Este país se encuentra entre los mejores del mundo con respecto al desempeño de su sistema energético, ya que ocupó el octavo lugar en el Índice Global de la Transición Energética (ETI) en 2022. Nueva Zelanda obtuvo una calificación A para cada uno de los 3 factores críticos (acceso, seguridad y sostenibilidad ambiental, y crecimiento económico), ubicándose en el 25% superior de los países en el mundo, para cada factor.

²¹ Diez a la 12, acepción española, en inglés, trillions.

El descubrimiento de los yacimientos de gas natural de Kapuni y del yacimiento gigante de Maui le proporcionó a este país el ímpetu para desarrollar una extensa red de producción y distribución de gas natural.

Nueva Zelanda entiende que la transición energética es un proceso de cambio estructural profundo, amplio y complejo que, además de ser intensivo en capital, debe llevarse a cabo de manera progresiva durante décadas. Además del aseguramiento continuo de los recursos financieros públicos y privados requeridos, la evidencia demuestra que, para lograr una transición energética exitosa, se debe equilibrar igualmente los tres factores críticos de éxito de la Transición Energética: seguridad energética, asequibilidad y competitividad de clase internacional en los precios de la energía, y sostenibilidad ambiental.

Los eventos geopolíticos, que precipitó Rusia en febrero de 2022, produjeron interrupción en las cadenas de suministro de petróleo y gas natural e hicieron que los países europeos desaceleraran los procesos de reducción del carbón en sus matrices energéticas y que surgieran interrogantes sobre el futuro de la transición energética en esos países y en la demanda mundial de carbón. En Alemania, la transición energética se debilitó en los últimos años, debido a las consecuencias de la invasión a Ucrania y la necesidad de garantizar la seguridad energética y el acceso a la energía, conteniendo el alza de los precios de energía. Para ello, tuvo que incorporar de nuevo el carbón y la leña al consumo, con cuya combustión aumentaron las emisiones GEI del país. Sin embargo, hubo crecimiento de renovables, con récord en 2022, que representó el 48% de la generación eléctrica en Alemania. El objetivo fue elevado en 2022 a tener 80% de la generación eléctrica en 2030 (desde el 65% inicial). Otras medidas del último año retoman los objetivos de largo plazo de la transición energética e incidirán en la demanda y los precios internacionales del carbón. Los precios de la energía ya comenzaron a bajar y con ellos, la inflación gracias al crecimiento de la oferta de energía renovable y el aseguramiento del suministro del gas natural.

4.

Políticas de transición energética de otros países

México

México ha implementado diversas políticas de transición energética para promover la adopción de fuentes de energía más limpias y sostenibles. A continuación, se mencionan algunas de las políticas destacadas:

Ley de Transición Energética: En 2015, México promulgó la Ley de Transición Energética, la cual establece los lineamientos para la transformación del sistema energético hacia una mayor diversificación y sustentabilidad. La ley tiene como objetivo promover el uso de energías limpias, fomentar la eficiencia energética, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y garantizar la seguridad energética.

Energías renovables: El gobierno mexicano ha implementado subastas de energía renovable para incentivar la inversión en proyectos de energía eólica, solar, hidroeléctrica y geotérmica. Estas subastas han llevado a la adjudicación de contratos de largo plazo para la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, lo que ha impulsado el crecimiento de la capacidad instalada de energías limpias en el país.

Ley de Transición Energética para el Transporte: En 2019, se promulgó la Ley de Transición Energética para el Transporte, con el objetivo de impulsar la movilidad sostenible en México. Esta ley establece metas para la reducción de emisiones contaminantes en el sector del transporte, promueve la incorporación de vehículos eléctricos y establece incentivos fiscales para su adquisición.

Programa de Sustentabilidad Energética: El Programa de Sustentabilidad Energética busca promover la eficiencia energética en diversos sectores, incluyendo la industria, el transporte y los edificios. Este programa establece metas de reducción de consumo energético y fomenta la adopción de tecnologías y prácticas más eficientes.

Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía: El gobierno ha creado un fondo para financiar proyectos de transición energética, incluyendo la promoción de energías renovables, la eficiencia energética y la investigación y desarrollo de tecnologías limpias. Este fondo tiene como objetivo apoyar la implementación de políticas y proyectos que impulsen la transición hacia una matriz energética más sostenible.

No obstante, México no ha parado la actividad petrolera y gasífera. La producción de crudo en 2022 se mantuvo estable alrededor de 1,6 millones de barriles diarios según datos de la Comisión nacional de hidrocarburos. Por su parte en el mediano plazo no se vislumbran políticas dirigidas a reducir la producción de estos hidrocarburos.

Brasil

Brasil ha implementado varias políticas relacionadas con la transición energética para promover el desarrollo de fuentes de energía más limpias y sostenibles. Estas políticas tienen como objetivo reducir la dependencia del país de los combustibles fósiles y fomentar la adopción de energías renovables. Aquí se mencionan algunas políticas destacadas:

Programa de Biocombustibles: Brasil ha sido un líder mundial en la producción y el uso de biocombustibles, en particular el etanol derivado de la caña de azúcar. El país ha implementado políticas para fomentar la producción y el consumo de biocombustibles, como la mezcla obligatoria de etanol en la gasolina y la implementación del programa "RenovaBio", que establece metas anuales de reducción de emisiones y premia a los productores de biocombustibles por su desempeño.

Energía hidroeléctrica: Brasil cuenta con una gran cantidad de recursos hídricos y ha construido una serie de represas hidroeléctricas en todo el país. Estas represas generan una parte significativa de la electricidad de Brasil y se consideran una fuente renovable. Sin embargo, también han generado preocupaciones debido a su impacto ambiental y social, como la deforestación y el desplazamiento de comunidades indígenas.

Energía eólica y solar: Brasil ha experimentado un crecimiento notable en la capacidad instalada de energía eólica y solar en los últimos años. El gobierno ha implementado subastas y programas de incentivos para fomentar la inversión en energía renovable, lo que ha llevado a un aumento significativo en la producción de energía eólica y solar en el país.

Brasil no ha puesto en duda la continuidad de la exploración y la explotación sostenible de los recursos naturales para financiar el desarrollo y la transición energética. Sin embargo, la expansión en la cuenca amazónica no está exenta de polémica y debate público. Desde que se descubrieron yacimientos de petróleo en Guayana y Surinam, Petrobras ha querido invertir de nuevo en la zona ecuatorial, que se extiende 2200 km desde Rio Grande do Norte hasta el Amapá. Estudios recientes de la petrolera estiman los yacimientos de la margen ecuatorial entre 20.000 y 30.000 millones de barriles, y se ha hecho una estimación similar para el estuario del Amazonas, donde tiene previsto perforar tres pozos, además de otros seis en toda la zona, por una inversión total de 1.250 millones de dólares.

Chile

Chile ha implementado una serie de políticas de transición energética para promover la adopción de fuentes de energía más limpias y sostenibles. Estas políticas buscan diversificar la matriz energética del país, reducir

las emisiones de gases de efecto invernadero, y fomentar el desarrollo de energías renovables. A continuación, se mencionan algunas de las políticas destacadas:

Ley de Transmisión Eléctrica: En 2017, se promulgó la Ley de Transmisión Eléctrica, la cual tiene como objetivo mejorar y ampliar la infraestructura de transmisión eléctrica en el país. Esta ley busca facilitar la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico chileno, permitiendo un mejor transporte de la energía generada a través de fuentes limpias.

Ley de Fomento al Reciclaje: Esta ley, promulgada en 2016, establece la obligación para los productores e importadores de productos específicos de financiar y gestionar el reciclaje de los residuos que generan. Esto incluye la responsabilidad de gestionar adecuadamente los residuos electrónicos, como paneles solares y baterías, promoviendo su reciclaje y evitando su disposición en vertederos.

Ley de Eficiencia Energética: Chile cuenta con una Ley de Eficiencia Energética, promulgada en 2018, que establece metas y medidas para promover el uso eficiente de la energía en distintos sectores, como el residencial, comercial, industrial y transporte. Esta ley busca reducir la demanda energética y fomentar el uso de tecnologías más eficientes, lo que contribuye a la transición hacia una matriz energética más sostenible.

Política Energética Nacional 2050: El gobierno de Chile ha establecido la Política Energética Nacional 2050, la cual establece los lineamientos y objetivos a largo plazo para la transición energética del país. Esta política busca alcanzar una matriz energética diversificada y sustentable, aumentando la participación de las energías renovables y reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero.

Plan de Descarbonización: Chile ha desarrollado un Plan de Descarbonización, que tiene como objetivo eliminar gradualmente el uso de carbón en la generación eléctrica del país y aumentar la participación de las energías renovables. Este plan contempla el cierre de las centrales a carbón más antiguas y la promoción de inversiones en energías limpias, como la energía solar y eólica.

Finalmente, y al igual que en sus pares de la región, Chile no planea en el mediano plazo parar sus actividades mineras. El Congreso aprobó recientemente un incremento al impuesto específico a la gran minería del cobre, con el que busca generar recursos adicionales para proyectos sociales en el primer país productor mundial de cobre, la minería es parte importante del PIB en Chile representando 14,2% del total, en 2022.

Comparación regional Colombia, México, Brasil y Chile (2022)

	Colombia	México	Brasil	Chile
PIB pc (US)	6.667	10.872	8.978	16.265
Minería/PIB (% del PIB)	4,1	4,3	2,4	14,2
Minería/Exportaciones (% de exportaciones)	56,1	8,3	20,7	57,9
Emisiones de CO2 (Mil. Tons)	279	373,8	436,6	87
Aporte a emisiones mundiales (%)	0,3	1,1	1,3	0,3
Compromiso de reducción de emisiones (2030)	51%	22%	43%	30% por unidad de PIB

Fuente: Banco Mundial, DANE, INEGI, IBGE, INE, BP.



Documentos de antecedentes del
Informe Nacional de Desarrollo Humano
2024

