BOGOTÁ, 3 DE NOVIEMBRE DE 2021

LOS RETOS DEL GRUPO ECOPETROL Y DEL PAÍS FRENTE A **LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA.**

Informe preparado por Fedesarrollo para Ecopetrol en sus 70 años

Directora e investigadora | Astrid Martínez Ortiz
Investigadora | Martha Elena Delgado
Asistentes | Nicolás Cruz, Andrés Gallego, Daniel Hernández



Fedesarrollo
Calle 78 # 9 - 91, Bogotá, Colombia.
Teléfono: (571) 3259777

@Fedesarrollo

FEDESARROLLO
Centro de Investigación Económica y Social

Los retos del Grupo Ecopetrol y del país frente a la transición energética.

Informe preparado por Fedesarrollo para Ecopetrol en sus 70 años

Astrid Martínez Ortiz

Martha Elena Delgado

Asistentes: Nicolás Cruz

Andrés Gallego

Daniel Hernández

Bogotá, 3 de noviembre de 2021

Índice

1. Introducción 4
2. La demanda mundial de energía en los próximos años 8
3. Retos del Grupo Ecopetrol. Plan estratégico y plan de negocios 21
4. Retos macroeconómicos: balance externo y finanzas públicas 26
5. Conclusiones 47
6. Anexo 49
7. Referencias 52

1. Introducción[1]

El calentamiento global que se produce por el crecimiento de las emisiones de los gases de efecto invernadero, GEI, debido a la actividad humana, aumentó en los últimos años a niveles no vistos antes. Esto genera el cambio climático planetario que produce alteraciones en la productividad agrícola, desastres naturales, pérdidas de inversión en infraestructura, desplazamiento de población y riesgos para la vida y la salud de las personas, entre otros. La combustión de petróleo, gas y carbón contribuye en gran medida a las emisiones globales de dióxido de carbón, CO2, responsable en más de un 80% de las emisiones GEI, al igual que a las emisiones de metano, otro de los gases que producen el efecto invernadero.

El Acuerdo de Paris en 2015 comprometió a sus signatarios con unas metas de reducción de las emisiones GEI para evitar incrementos en la temperatura planetaria por encima de 2°C, con respecto de los niveles preindustriales (1750). E inclusive, los países se comprometieron a hacer esfuerzos para limitarla a +1,5°C. El énfasis está en limitar el crecimiento de la combustión de los energéticos fósiles en el mundo, seguido de controlar la deforestación y las prácticas industriales y agrícolas que elevan las emisiones GEI. Los compromisos ambientales se han traducido en políticas públicas para las distintas fuentes de emisiones, para reducirlas 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.

Las proyecciones de largo plazo de la demanda mundial de energía de la International Energy Agency (IEA, 2019) y de BP (2019)[2] muestran lo siguiente: 1) una desaceleración del crecimiento de la demanda de combustibles fósiles, excepto la del gas natural, mientras que aumenta el consumo de combustibles renovables; 2) un aumento de la participación del mercado asiático a 2030 y 2040 en la demanda global de energía y 3) un mayor dinamismo de la demanda de energía de la industria y la construcción. Esas proyecciones se hacen para tres escenarios: uno, denominado BAU (*business as usua*l) en el que el crecimiento de la demanda mundial de energía mantiene la tendencia similar a la observada en el pasado, y responde al crecimiento de la población y de la economía mundial, con las tecnologías actuales y las preferencias de los consumidores constantes; el segundo escenario involucra los compromisos del Acuerdo de Paris de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, en el que la demanda mundial de energía crece

[1] Agradecemos la colaboración de la vicepresidencia corporativa de Estrategia y nuevos negocios por el permanente apoyo en el suministro de información. Para la identificación de los retos del Grupo contamos con las observaciones recibidas en las entrevistas realizadas al presidente del Grupo y a varios de sus vicepresidentes, así como a algunos miembros de su Junta Directiva.

[2] Hay publicaciones más recientes que se centran en el análisis de los cambios del comportamiento de la demanda de la energía global en 2020, como fruto de la desaceleración del crecimiento económico mundial relacionado con los confinamientos y las restricciones de la pandemia, o en la reactivación que se observa en 2021. Para el análisis del largo plazo, a 2030 y a 2040, en una sección más adelante, nos centramos en los informes de 2019 y de inicios de 2020; en el corto plazo, la demanda mundial y los precios de los combustibles fósiles han aumentado en 2021, pero el consumo energético en el largo plazo mantendrá las tendencias analizadas en los informes mencionados antes.

-pero menos que en el escenario BAU-, los consumos globales de petróleo y carbón natural, en términos absolutos, se expanden moderadamente, pero su participación en el consumo mundial disminuye paulatinamente, mientras que la contribución de otros energéticos aumenta hasta 2040. En un tercer escenario, llamado de sostenibilidad - o que contempla políticas ambientales más ambiciosas, que buscan reducir las emisiones GEI, de tal forma que la temperatura planetaria no aumente más de 1,5° por encima de los valores preindustriales a 2030- el consumo de gas natural aumenta su participación en la matriz energética mundial, al igual que las energías limpias, y caen de manera más rápida las participaciones del petróleo y el carbón.

La contribución de la demanda de petróleo y de gas natural al consumo energético mundial en el segundo escenario continuará siendo superior al 50% en 2030 y 2040. En el tercer escenario, con un mayor impulso a la electrificación del transporte y a la generación eléctrica con energías renovables no convencionales, la participación de los hidrocarburos bajará, pero continuará siendo importante: pasa de 54,7%, en 2019, a 48,7%, en 2030 y a 38,6%, en 2040 (IEA, 2020). En términos del consumo de energía de los sectores económicos, en el nivel mundial, en los dos escenarios que contemplan los compromisos ambientales para moderar el calentamiento global, la demanda de energía para el sector transporte crece, pero a una tasa menor que la de la demanda total, mientras que el consumo energético de la industria crece a una mayor tasa que la de los demás sectores, a 2030 y 2040. Por regiones, se proyecta que la demanda de energía de Norteamérica y Europa crece muy poco mientras aumenta la participación de la región de Asia Pacífico.

Si bien el consumo de combustibles fósiles, en un proceso de transición energética, tiende a moderar su crecimiento y a ser sustituido paulatinamente por las energías renovables convencionales y no convencionales, lo que revelan estas proyecciones es que se requerirá tiempo (varias décadas) y recursos de inversión en ciencia y tecnología para acelerar su sustitución en algunos sectores como el transporte de larga distancia y la industria. Energéticos como el gas natural tendrán una demanda creciente, en la medida en que produce menores emisiones que el carbón y los combustibles líquidos, y en que ya es un sustituto -tecnológicamente viable- en el consumo de los hogares, el transporte y la generación de electricidad, y en que actúa como combustible de respaldo y complemento de la producción de electricidad con fuentes renovables no convencionales. Adicionalmente, en las economías emergentes y en los países en desarrollo, el consumo per cápita de energía aumentará en la medida en que crezca la clase media y avance la urbanización y la industrialización de esos países. En un horizonte mayor, a 2050, un vector energético como el hidrógeno podrá sustituir el gas natural y garantizar el almacenamiento de la energía eléctrica a precios competitivos.

Desde 2015, en todo el mundo, las políticas gubernamentales están incluyendo medidas contra el cambio climático. Entre ellas, las medidas de mitigación, centradas en la disminución de las emisiones GEI en todos los sectores económicos. En el sector minero-energético se ha propuesto reducir el consumo (y la producción) del carbón y los hidrocarburos, y aumentar la participación de las energías renovables o limpias en las matrices de consumo de energía, descarbonizar las operaciones de producción y aumentar la eficiencia energética, entre otras iniciativas. Sin embargo, varios informes recientes, entre el ellos el del Panel intergubernamental (IPCC, 2021) y el de la IEA (2021) alertan acerca de los limitados avances que representan esas medidas, para acercarse a la senda de las

emisiones GEI consistente con la trayectoria que asegure que, a 2030, la temperatura global no supere el 1,5° por encima de los niveles preindustriales[3]. En vista de que el calentamiento global ya está en +1,1°C por encima de los niveles preindustriales, la recomendación de la IEA es elevar el nivel de los compromisos pactados, en la lucha contra el cambio climático.

A la Cumbre del clima [4]de Glasgow, varios países llegaron con compromisos de alcanzar la carbono- neutralidad a 2050 o 2060 y con metas de reducción de las emisiones GEI a 2030 mayores a las acordadas en 2015. En la agenda de esta COP26, fueron centrales los siguientes temas: las métricas de la elevación de la temperatura por encima de los niveles preindustriales, la relación de los instrumentos de la mitigación de las emisiones con la dinámica de crecimiento económico, los problemas éticos que plantean las acciones públicas y privadas incompletas o lentas frente a las próximas generaciones y la inequidad entre países, la necesidad de la descarbonización, pero también de su financiación y las medidas impositivas que se pueden tomar para inducir cambios en los patrones de producción y consumo.

En el marco de los cambios en los patrones de consumo y producción de energía que se proyectan en el mundo, los países productores y exportadores de hidrocarburos tendrán demanda por varios años más. Las proyecciones de la demanda mundial de hidrocarburos, que hacen las agencias internacionales (International Energy Agency, IEA, Energy Information Administration, EIA, entre otras), pronostican reducciones sustanciales solo a partir de 2040, en la medida en que los países emergentes mantendrán su consumo más allá de 2030. Los precios del petróleo tenderán a estabilizarse o disminuir y la competencia entre países productores será cada vez mayor[5].

La demanda interna de combustibles fósiles podría postergar en algunos países emergentes el pico de la demanda de petróleo y gas natural, por un tiempo más prolongado que el que muestran las proyecciones de la demanda mundial. En Colombia, la cima de esa demanda podría darse en dos décadas, mientras que en el mundo se podría estar concretando antes, en una década. Según McKinsey, el pico mundial de la demanda de petróleo podría darse en 2029 y el de la demanda en Colombia, en 2043. Para el gas natural, coincidirían los dos picos alrededor de 2037(Ecopetrol, 2021).

Están por examinar los riesgos y oportunidades de la transición energética para el conjunto de los energéticos y, en particular, los costos de gestionar los activos atrapados o *stranded assets* que, desde ahora están entrando en desuso, el desmantelamiento de la infraestructura asociada, la pérdida de ingresos y empleos de las regiones productoras y

[3] El informe Stern en 2006 calculó los efectos que tendría un aumento de la temperatura por encima de 2°C y hasta 5°C, entre 2030 y 2050 a un costo de entre 5% y 20% del PIB mundial, dependiendo del nivel del calentamiento global. Las conferencias climáticas posteriores intentaron acordar una meta conjunta, pero solo lo pudieron concretar en la COP21 en la que se firmó el Acuerdo de Paris en 2015.

[4] Conferencia número 26 de los países signatarios de la Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, que se reunió del 31 de octubre al 12 de noviembre de 2021.

[5] Además de los retos para los países que tienen mayores costos de extracción del petróleo, enfrentarán mayores cargas tributarias como la propuesta de la Unión Europea de aplicar el Mecanismo de ajuste en frontera por carbono, MAFC, ya contemplado en el Pacto Verde Europeo, para fijar un impuesto al carbono que grave el contenido de carbono de los productos importados, que indique las emisiones GEI incurridas durante la producción en el país exportador (Comunidad Europea, 2021).

los impactos en los agregados macroeconómicos del país. La velocidad que se le quiera dar -o que termine dándose- deberá ir acompañada de unas inversiones necesarias para hacerla posible y unos recursos para compensar sus costos. En el escenario internacional se reconoce que los esfuerzos financieros que requieren los países de menor desarrollo relativo para solventar estos costos y para invertir en investigación y educación, necesitan el apoyo de las naciones más desarrolladas.

Si bien Colombia contribuye poco a las emisiones globales de GEI, debe aportar a la mitigación global del cambio climático y promover la acción colectiva internacional. De otro lado, debe adoptar fuertes acciones de adaptación, porque es muy vulnerable a las alteraciones del clima. Las manifestaciones de esta vulnerabilidad son los eventos extremos como la alta pluviosidad, las inundaciones y las sequías, cuyas consecuencias son desastres que afectan a la población.

En diciembre de 2020, Colombia elevó su ambición climática, pasando de tener una meta de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, GEI, de 20% a 51% en 2030, y manifestó su intención de ser carbono neutral en 2050. El Gobierno Nacional, para cumplir la meta de reducción de emisiones, centrará sus acciones, en primer lugar, en la reducción de la deforestación, hasta eliminarla del todo y, en segundo lugar, en la formulación de políticas de adaptación al cambio climático y de mejora de la calidad del aire en las ciudades (Gobierno de Colombia, 2020)

Ecopetrol, al llegar a sus 70 años de existencia, enfrenta la incertidumbre acerca de la evolución de la demanda de hidrocarburos en Colombia y en el resto del mundo, en los próximos 30 años. Al igual que las demás empresas petroleras, la compañía ajusta su visión estratégica. Es un momento crucial para tomar decisiones para ganar resiliencia y competitividad en medio de la transición energética mundial. La compañía proyecta enfocar sus acciones en 4 frentes: i) Mejorar la competitividad del negocio de petróleo y gas tradicional que continuará siendo parte importante del negocio del Grupo en las siguientes dos décadas. ii) Descarbonizar sus operaciones. En su plan de inversiones 2021-2023 ya ha anunciado objetivos de reducción de emisiones a 2030 y del camino a la neutralidad de carbono en 2050. iii) En materia de diversificación, el Grupo ha empezado a dar pasos importantes como la gran apuesta en el sector eléctrico mediante la compra de ISA y continúa evaluando opciones adicionales en negocios sostenibles. iv) Por último, busca armonizar el desarrollo económico, social y ambiental, en un marco de gobierno transparente y ético bajo el concepto de "SosTECnibilidad". Esta estrategia integra la tecnología a los procesos tradicionales de la gestión ambiental, social y de gobernanza (ESG, por su sigla en inglés) para aplicar soluciones innovadoras a los nuevos retos en esta materia.

En este documento se examinan[6], en primer lugar, las proyecciones de la demanda mundial de energía para identificar los retos y las oportunidades comerciales de los hidrocarburos;

[6] Este documento se terminó de escribir en noviembre de 2021; en febrero de 2022 se introdujo un ajuste de los impactos macroeconómicos para incluir el año 2021, pero no incluye el análisis de las consecuencias de la invasión de Ucrania. La invasión y las restricciones a Rusia que impusieron Estados Unidos y la Comunidad Europea han elevado los precios del petróleo y de otros combustibles fósiles con impactos positivos sobre la economía de los países exportadores, pero negativos sobre el crecimiento de los socios comerciales de Colombia. La duración de esta bonanza y el impacto en la economía mundial son inciertas.

en segundo lugar, se consulta la forma como el Grupo Ecopetrol viene ajustando su visión estratégica y su plan de negocios para mejorar su resiliencia y valor hasta 2030, en el marco de la evolución del mercado; en tercer lugar, se proyectan los impactos macroeconómicos de los escenarios de la transición energética en esta década y, por último, se concluye acerca de la necesidad de adaptar las estrategias de crecimiento tanto del país como del Grupo Ecopetrol, y de identificar los riesgos de la transición energética y las acciones mitigarlos.

2. La demanda mundial de energía en los próximos años

Introducción

En el marco de la dinámica de transición energética que vive la economía mundial en los últimos años, surge la pregunta de si la caída del consumo energético en 2020 modifica las tendencias de mediano y largo plazo que se anticipaban antes de la pandemia del COVID 19 (Martínez, 2021). Las proyecciones de la demanda de energía en el largo plazo (en 2030 y 2050) de los organismos especializados mostraban reducciones del crecimiento del consumo del carbón y el petróleo en dos escenarios: el de cumplimiento de los compromisos del Acuerdo de Paris y el de políticas ambientales más exigentes. Las primeras actualizaciones de las agencias internacionales y de BP hacia finales de 2020 registran una incipiente reactivación económica y la recuperación de la demanda de algunos energéticos. Se formulan hipótesis acerca de la posibilidad de que permanezcan algunos hechos que se dieron durante el confinamiento en varios países durante 2020, como son el trabajo a distancia y la ruptura de las cadenas de suministro en el nivel global, con la consecuente reducción del comercio mundial y si se consolidarán las nuevas tendencias en la producción y el consumo, como la búsqueda de la reducción de las distancias entre productores, proveedores y consumidores.

En el transporte, por ejemplo, se ha constatado alguna preferencia por el vehículo particular para evitar el contagio y la demanda creciente de los hogares que se relocalizaron en la periferia de las grandes ciudades. En el transporte urbano se puede dar la concurrencia de otros modos como la bicicleta y los viajes a pie, que son totalmente limpios, pero la congestión y la contaminación producida por el modo de transporte privado puede más que compensar la demanda de combustibles ahorrada por el cambio de las preferencias de algunos pasajeros, y deteriorar más la calidad del aire en las grandes urbes del planeta.

En el mediano y largo plazo, se podría avanzar más rápido si se aumenta desde ahora la inversión en tecnología e innovación para que sea viable la sustitución de los combustibles fósiles en la industria y en el transporte de carga y de larga distancia, en los cuales hay limitaciones técnicas para inducir el consumo de los energéticos renovables. En el transporte terrestre, se proyecta su electrificación rápida. Sin embargo, como antes de la pandemia, ello dependerá, en especial en los países de menor desarrollo relativo, de la asequibilidad de los vehículos eléctricos y/o de la permanencia y sostenibilidad financiera y fiscal de los incentivos que se usen para su promoción.

La velocidad de la transición energética se diferenciará entre países y dependerá de los recursos tecnológicos y financieros disponibles para atender las necesidades de la población. Ad portas de la reunión del grupo de países signatarios del Acuerdo de Paris, en Glasgow, en noviembre de 2021, en la COP 26, la IEA advirtió sobre la necesidad de

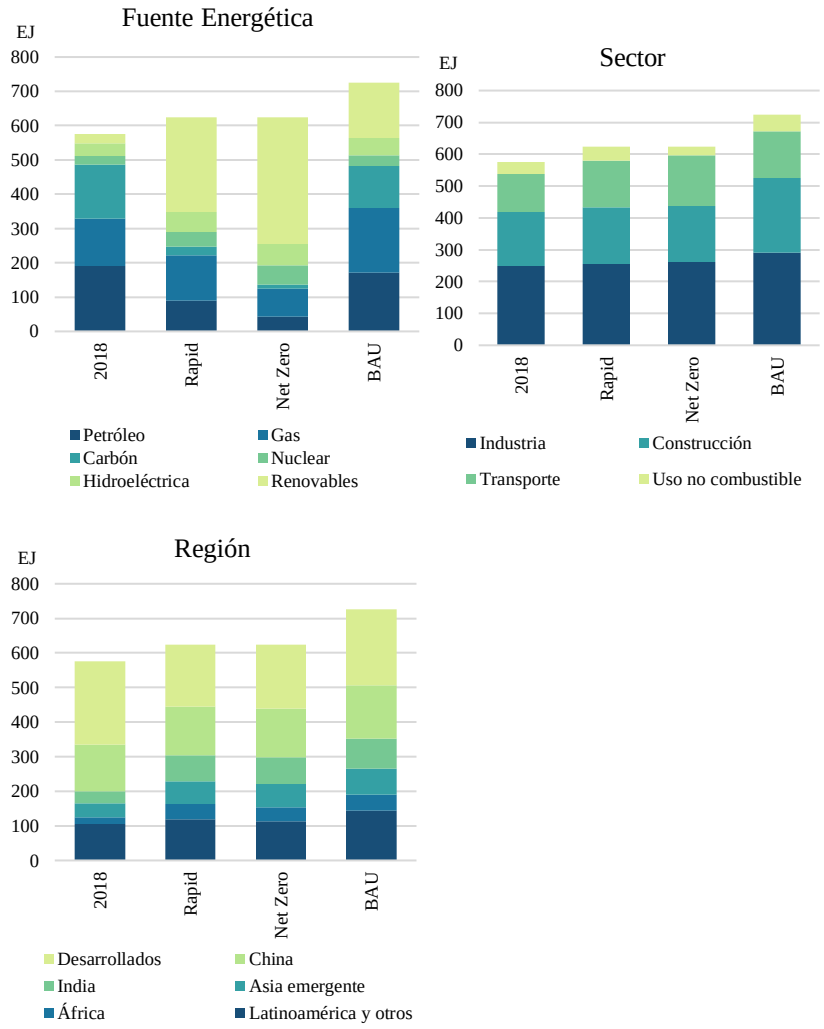
aumentar los compromisos de reducción de las emisiones GEI, para alcanzar la meta de un incremento de la temperatura de no más de1,5° por encima de los niveles preindustriales y la carbono neutralidad en 2050 (IEA, octubre, 2021).

Proyecciones energéticas mundiales

Con los convenios y políticas actuales que incorporan los compromisos contemplados en el Acuerdo de París, las proyecciones más recientes de la IEA y BP[7] se mantienen en la misma dirección de las hechas en 2019; ambas fuentes estiman un crecimiento en la demanda global de energía, con una reducción en el uso de combustibles fósiles para 2050, con la excepción del gas natural, el cual será más resiliente en la transición energética, impulsando de esta forma el crecimiento de países emergentes mientras descarbonizan sus matrices energéticas; el Gráfico 1muestra este comportamiento.

[7] IEA (2020) formula tres escenarios, en el primero, *Stated policies scenario,* se supone la adopción de políticas energéticas propuestas en la COP21. En el segundo escenario, *Sustainable development scenario,* supone medidas drásticas para la reducción de las emisiones. El tercer escenario, *Delayed recovery scenario,* se proyecta la demanda de energía mundial con una recuperación lenta de la dinámica económica y sin compromisos ambientales. BP (2020) también cuenta con 3 escenarios, el primero, *Rapid transition,* explora las consecuencias de combinar todas las políticas de reducción de emisiones; el segundo escenario corresponde a *Net Zero emissions,* y al igual que el segundo escenario de la IEA plantea fuertes medidas que se enfocan en la carbono-neutralidad para el 2050, finalmente el tercer escenario corresponde a *business as usual,* en este las restricciones y compromisos ambientales para frenar el cambio climático son mínimas.

Gráfico 1. Proyecciones de demanda primaria mundial a 2050. Exajulios.



Fuente: IEA World Energy Outlook 2020 y BP Energy Outlook 2020 edition, BP plc. Los países desarrollados incluyen Norteamérica, Europa y las regiones de Asia pertenecientes a la OCDE. Un exajulio equivale a un millón de terajulios.

En ausencia de políticas públicas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, el consumo mundial de energía aumentará en el escenario BAU (*business as usual*, en el cual nada cambia). En vista de los compromisos internacionales de mitigación del calentamiento global, los gobiernos y la ciudadanía promueven el cambio en las matrices energéticas de los países. A 2030, se proyecta que, como resultado de las metas acordadas en Paris en 2015, en la COP 21, el consumo global de energía será menor que en el escenario BAU y que habrá una sustitución paulatina en el consumo de los combustibles fósiles por energías limpias. En el largo plazo se busca la descarbonización de las economías, con metas de emisiones GEI cero netas.

Hacia 2050, pueden materializarse dos escenarios, además del BAU. Uno de rápida transición (*Rapid*) en el cual avanza la participación de las energías limpias en las matrices,

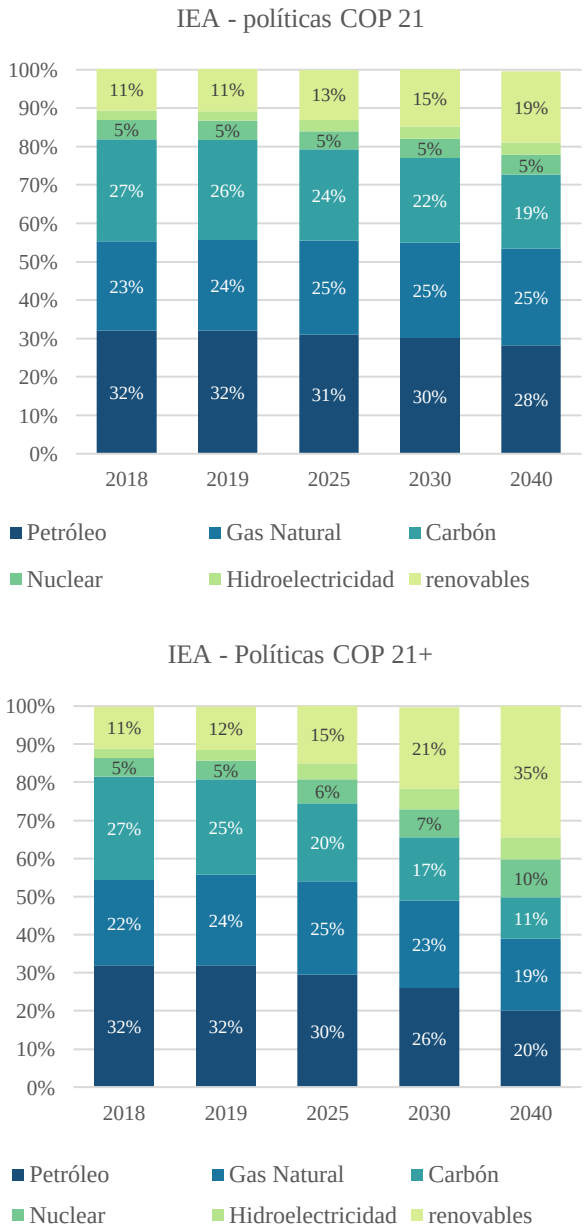
pero no tanto como en el escenario en el que los países se comprometen con la carbono-neutralidad (*Net Zero*). (Gráfico 1). En el gráfico se observa que los mayores consumidores, por sectores, en el mundo, son la industria y la construcción – la cual incluye proyectos residenciales y no residenciales –; en conjunto estos dos sectores representan más del 70% del consumo energético actual, con una distribución del 43% y 30% respectivamente. En todos los escenarios de proyecciones de demanda se espera que la participación de estos sectores se mantenga inalterada, con valores que rondan el 42% para el sector industrial, y el 30% para la construcción.

Visto por regiones, en los tres escenarios, el crecimiento de la demanda energética mundial está impulsado por las economías emergentes y no desarrolladas. En estos países, se espera que haya un incremento en la calidad de vida y mejor acceso a fuentes de energía. Se proyecta que la participación de Latinoamérica y Asia emergente en la demanda mundial de energía será cercana al 30% en 2050 (sin considerar China e India), lo cual implica un aumento del 5%, mientras que para China e India su participación se ubicará en el 22% y 12% respectivamente. Por el contrario, la participación de los países desarrollados en la demanda mundial disminuye debido a mejoras en la eficiencia energética, y pasa de niveles del 42% en 2018, a 31%, 32% y 38% para los escenarios *Rapid, Net Zero y BAU*, respectivamente, en 2050.

Bajo los dos escenarios contemplados por la IEA, con horizontes a 2030 y 2040, la participación del petróleo en la demanda mundial primaria de energía se irá reduciendo a diferentes velocidades, de acuerdo con el tipo de políticas que se adopten. En el escenario de adopción de los compromisos del Acuerdo de Paris, hasta 2040, la reducción será paulatina; en el otro escenario, el de la adopción de políticas de sostenibilidad más ambiciosas -en términos de la reducción de emisiones GEI-, la caída de la participación del crudo en el consumo mundial de energía será más rápida. (Gráfico 2)

La participación del gas natural y de la energía nuclear se mantendrá constante hasta 2040, en el escenario COP 21; la del carbón descenderá de forma moderada y aumentará la de energías renovables. Los países signatarios del Acuerdo de París contemplaron compromisos adicionales, si se concretaba la cooperación internacional para aumentar la inversión en ciencia y tecnología y acelerar la transición energética hacia las energías limpias. En este escenario COP21+, la participación de todas las fuentes caerá, con la excepción de nuclear, que aumentará de 5%, en 2019, a 7%, en 2030, y a 10%, en 2040. Las fuentes renovables no convencionales pasarán de tener una participación de 11%, en 2019, a 21%, en 2030, y a 35%, en 2040 (Gráfico 2).

Gráfico 2. Participación de fuentes energéticas en la demanda primaria hasta 2040 para diferentes escenarios, con políticas cop21 (izquierda) y políticas ambientales con metas superiores al cop21 (COP21+)



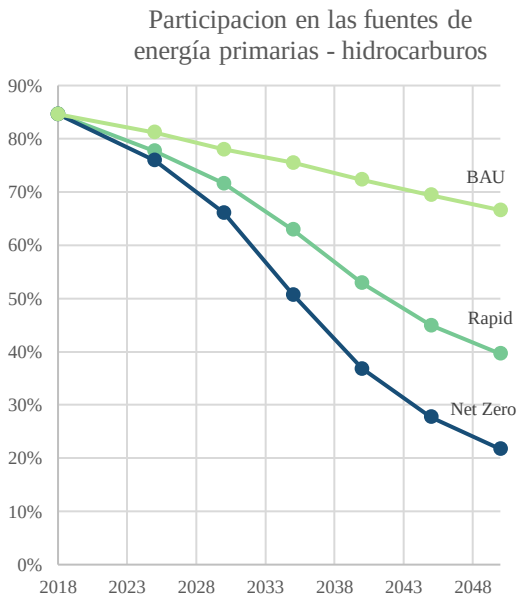
Fuente: IEA, 2019

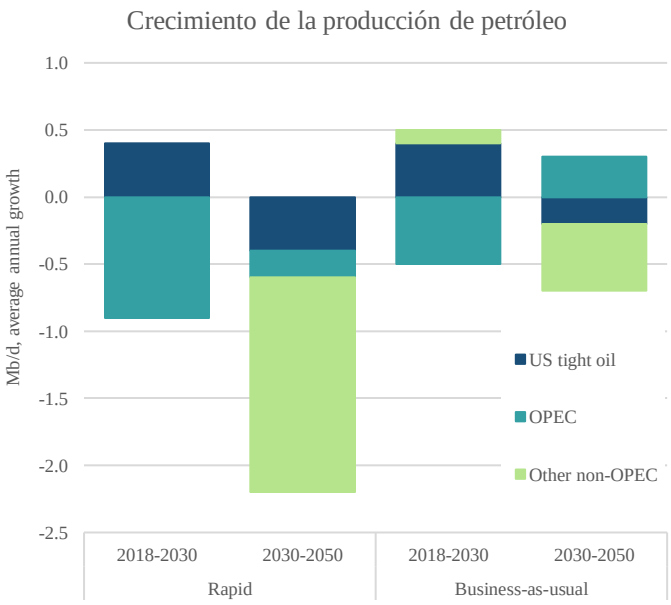
La demanda mundial de hidrocarburos

BP estima que, en un escenario de transición energética rápida y una reactivación pronta de la economía post COVID, la producción de crudo de EE. UU. se recuperará al nivel de 2019 y se expandirá hasta principios de 2030, lo cual compensará los recortes realizados por la OPEP. Ante ello, la organización no se quedará quieta, y nuevos acuerdos incluirán

a EE. UU, llevando a nuevos equilibrios de la oferta y la demanda mundial, donde los productores marginales saldrán del mercado, como muestra el gráfico 3.

Gráfico 3. Participación de hidrocarburos en la demanda primaria para 3 escenarios definidos por BP (arriba) y producción (abajo), 2018-2050

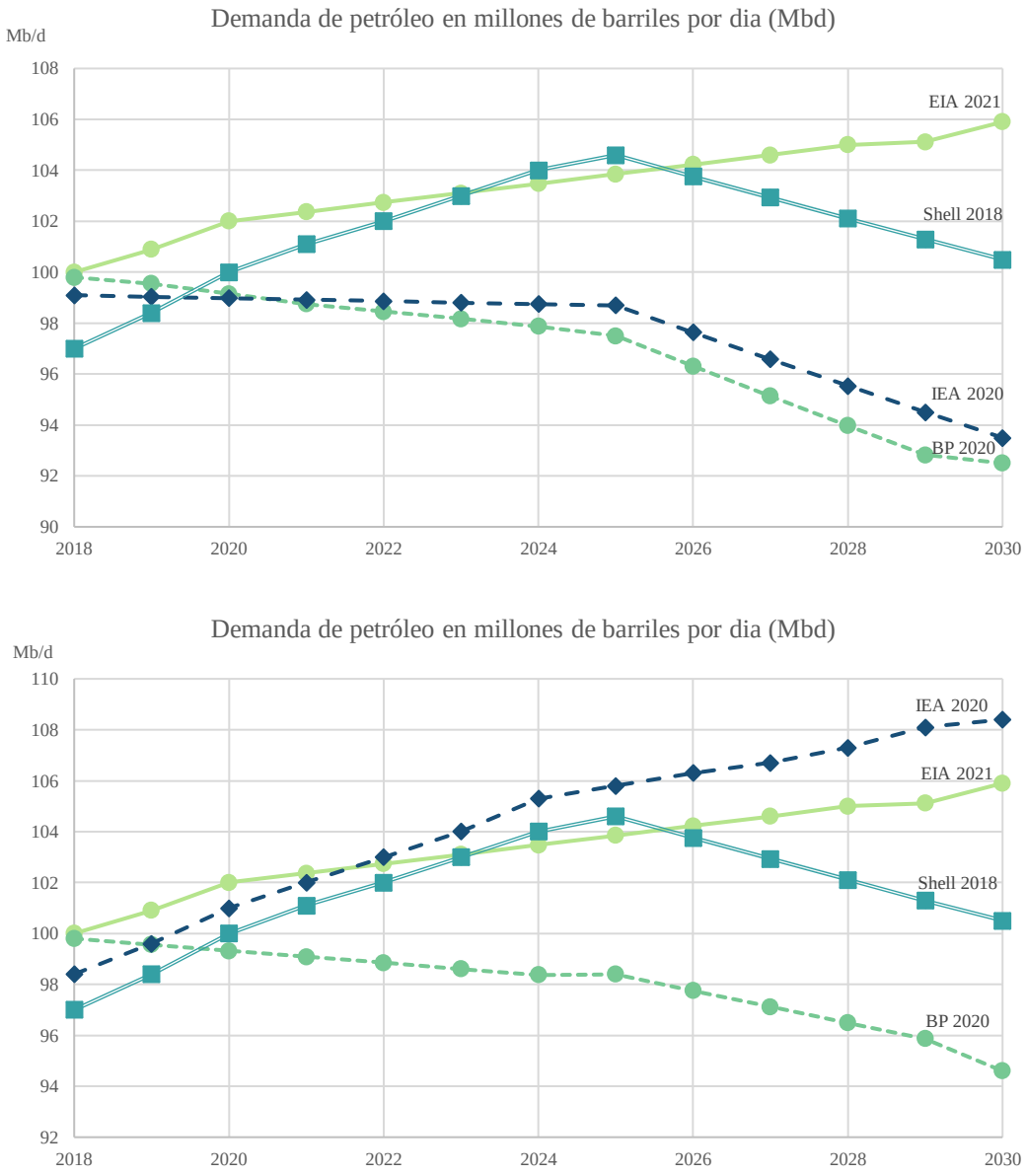




Fuente: BP Energy Outlook 2020 edition

En el escenario de menor demanda, las entidades- con la excepción de la Energy Information Agency, EIA, de Estados Unidos- proyectan crecimiento de la demanda primaria de petróleo hasta 2025. A partir de ese año, habrá un descenso hasta volúmenes entre 92 y 93 millones de barriles diarios, mbd en 2030, por debajo de los 100 mbd de 2019. (Gráfico 4, parte superior).

Gráfico 4. Proyecciones de distintas fuentes[8] para la demanda mundial de petróleo en los escenarios de baja demanda (primer gráfico) y demanda media (segundo gráfico), para 2030

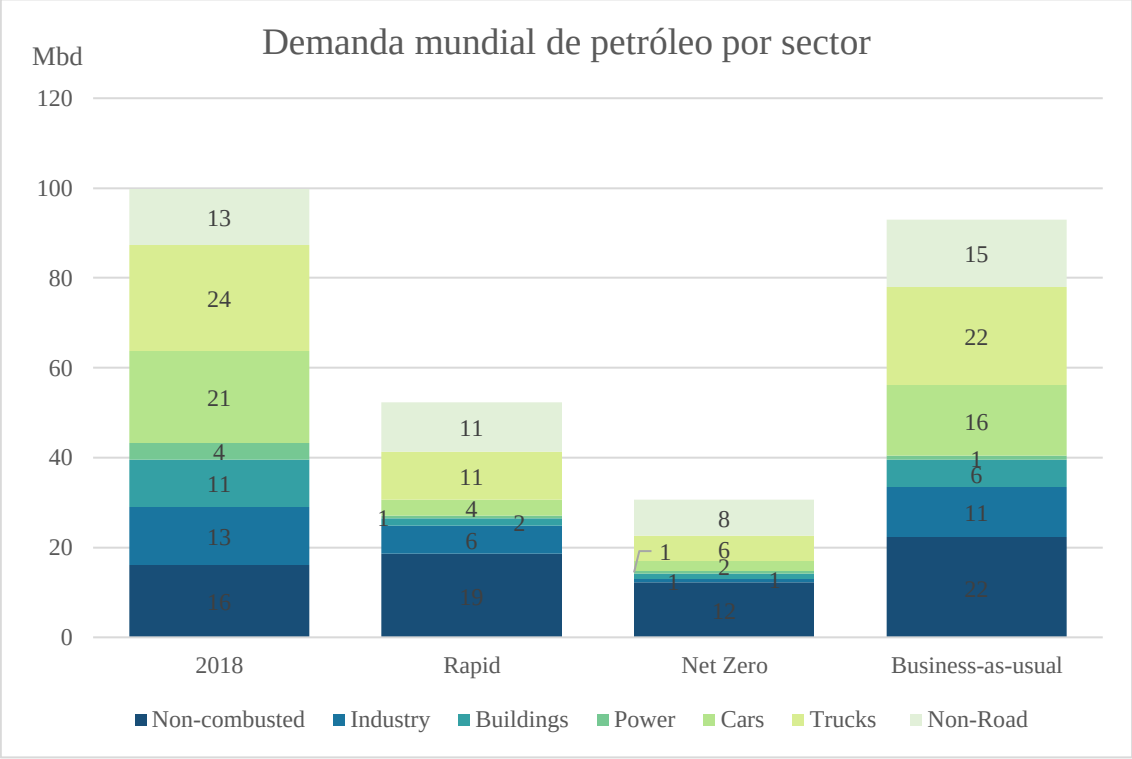


Fuente: IEA World Energy Outlook 2020, Shell Sky scenario 2018, BP Energy Outlook 2020 edition, EIA Annual Energy Outlook 2021.Martinez (2021)

[8] Las proyecciones varían con respecto de la fuente consultada, dependiendo de los parámetros y los escenarios de cada una, cada línea corresponde a la demanda estimada a 2030, para los escenarios con acuerdos de cooperación ambiental de BP (Rapid Transition), IEA (Stated Policies), EIA (Reference case) y Sky (escenario único). La fecha de publicación de cada reporte se incluye en la leyenda, los valores de años intermedios se obtuvieron mediante la aplicación de una tasa de cambio de crecimiento promedio a partir de los valores disponibles.

En el escenario medio de crecimiento de la demanda de petróleo hasta 2030, tanto la IEA como la EIA suponen un aumento sostenido hasta 2030, mientras que Shell y BP proyectan reducciones desde 2025. (Gráfico 4, parte inferior). La IEA, en octubre de 2020, estimó un crecimiento sostenido de la demanda de petróleo hasta 2030, cuando se proyecta que, bajo el escenario que supone la adopción de las políticas que cumplen los compromisos del Acuerdo de Paris, o COP 21 (*stated policies*) la producción diaria disminuirá un 2% adicional con respecto a lo pronosticado en 2019. BP ajustó también sus pronósticos con respecto de los de la pre-pandemia; la petrolera no ve una recuperación tan rápida en el corto plazo, y proyecta una reducción de la demanda de petróleo mundial de 6%, en 2030. Esta reducción en la demanda de crudo sería impulsada por cambios en las compras del sector transporte (Gráfico 4).

Gráfico 5. Demanda mundial de petróleo por sectores. 2018-2050 Exajulios



Fuente: BP Energy Outlook 2020 edition

Las proyecciones a 2050, contemplan reducciones drásticas de la demanda mundial de crudo. BP proyecta caídas sustanciales de la demanda de petróleo a casi la mitad en el escenario de transición rápida (cae de 100 millones de barriles día, mbd, a 55 mbd, entre 2018 y 2050) y, en el escenario de cero emisiones netas, la demanda cae casi dos tercios (hasta 30 mbd). Los sectores de industria y edificios serían los de sustitución más lenta, mientras que el consumo en transporte liviano sería el primero que se modificaría. El sector transporte explica dos tercios de la reducción de la demanda de petróleo en estos escenarios, en particular en la segunda mitad del período de proyección, a partir de 2035, debido a la creciente eficiencia y la electrificación del transporte, lo cual impactará la cadena de hidrocarburos, en particular a las refinerías. En el escenario *business as usual*, BAU, la demanda es resiliente, con un uso del petróleo más amplio y estable en el sector de

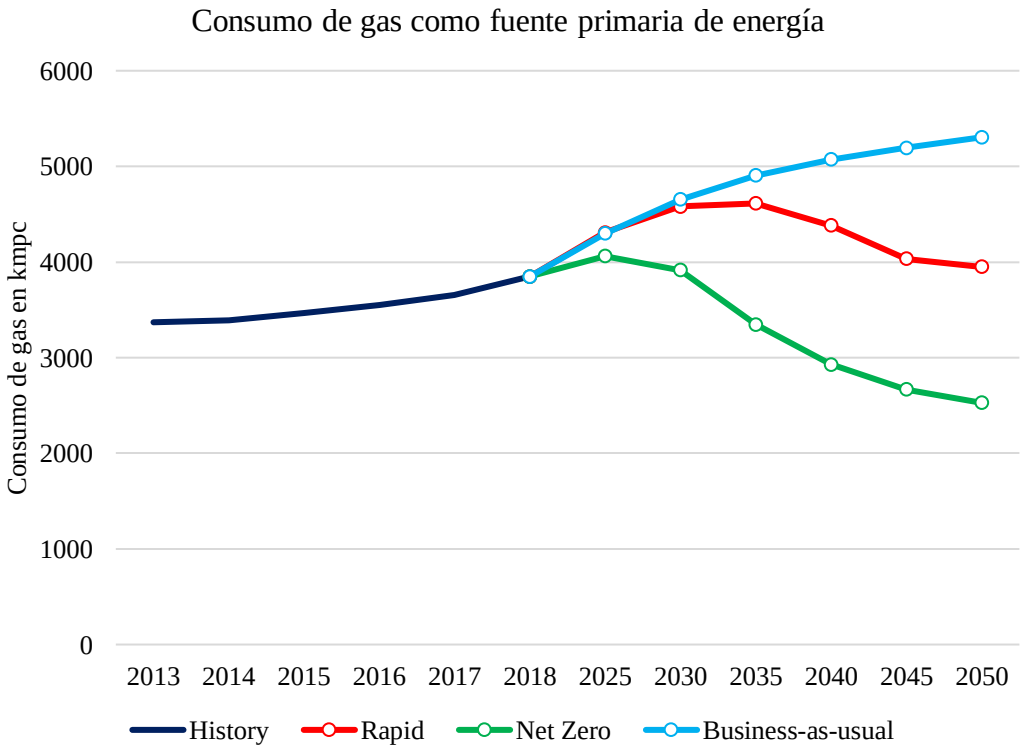
transporte hasta 2040. El uso no combustible del petróleo se da, principalmente, como materia prima para la industria petroquímica, lo que soporta en alguna medida la demanda en el escenario de transición rápida y en el BAU, y comienza a declinar en 2040 (BP, 2020) (Gráfico 5).

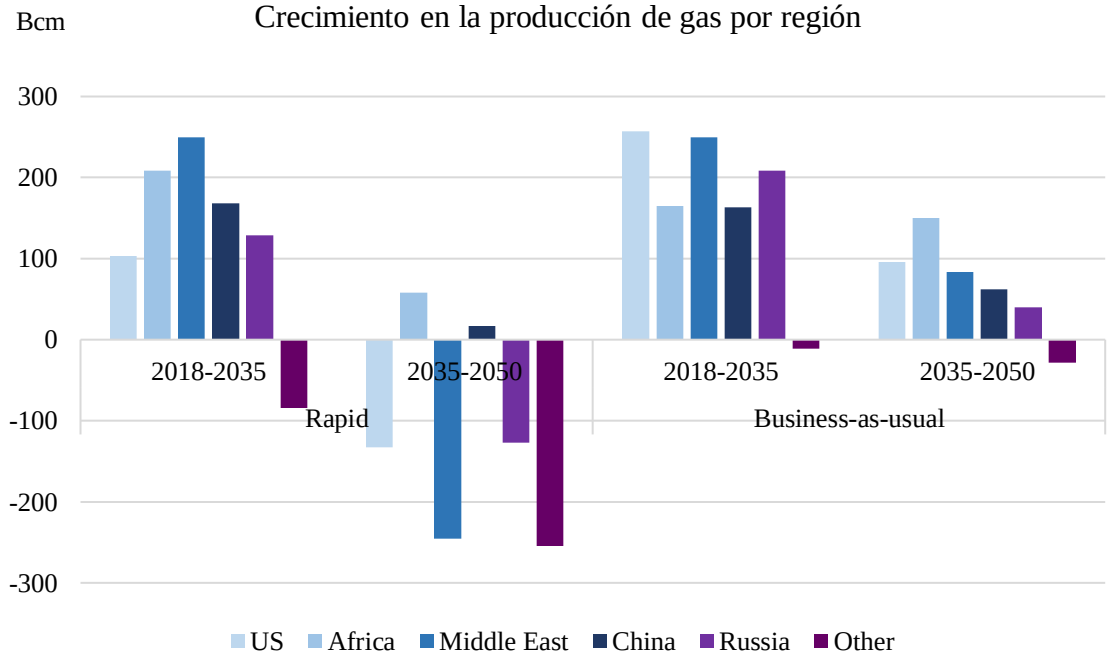
Demanda mundial de gas natural

Comparadas con los pronósticos sobre el carbón y el petróleo, las previsiones para la demanda de gas muestran una desaceleración del crecimiento menos marcada. Ello se explica, en gran medida, por un aumento en la disponibilidad de suministros globales y por un incremento del consumo doméstico. De esta forma, el gas natural continúa siendo visto como un combustible que apuntala la transición energética, que sustituye al carbón a costos commpetitivos, que es más limpio que los combustibles líquidos de uso automotor y que sirve de respaldo para dar resolver la intermitencia de la producción de las energías solar y eólica, cuya oferta depende de factores horarios y estacionales.

Se espera que la demanda de gas se recupere de la caída de 2,3% que tuvo en 2020 (BP, 2021). La recuperación en la dinámica de consumo mundial del gas natural, según BP y la IEA, no será instantánea, pero es probable que regrese a sus niveles de 2019, gracias al incremento de la demanda de Asia emergente, liderado principalmente por la industria de China e India (Gráfico 6).

Gráfico 6. Evolución de la demanda mundial de gas, valores expresados en mil millones de cúbicos por año





Fuente: BP Energy Outlook 2020 edition

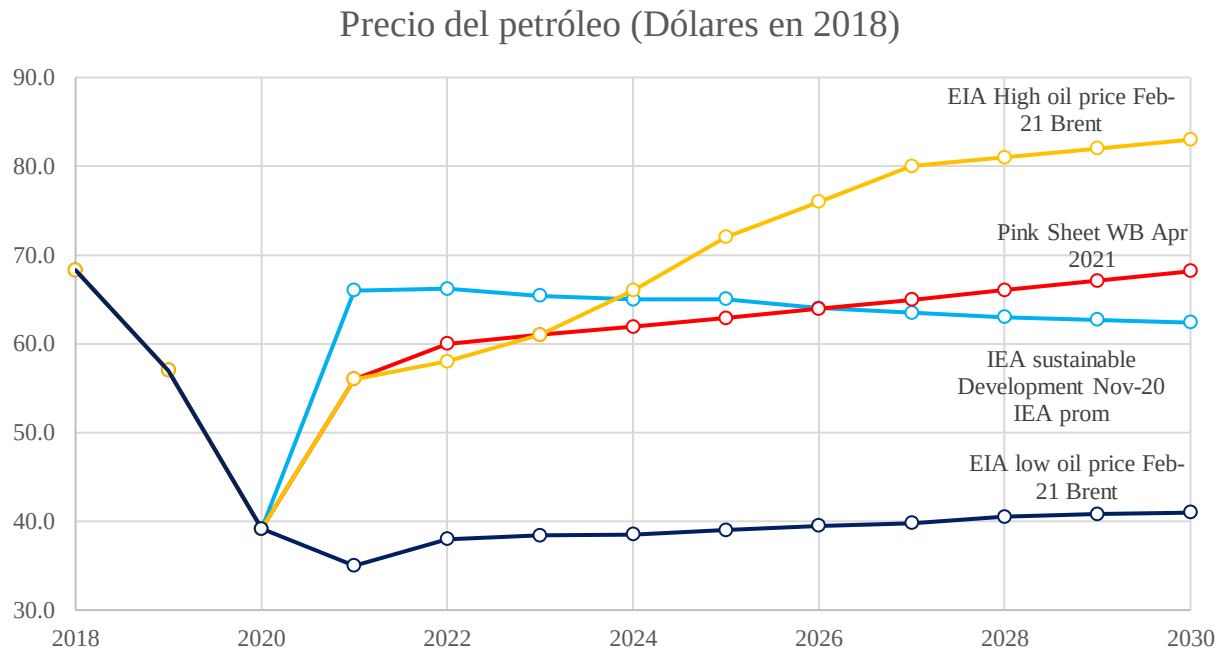
La producción de gas continuará creciendo hasta 2035 en los escenarios BAU y en el de rápida transición; en ese lapso contribuirá a la transición energética siendo una alternativa al consumo de carbón en la industria y la energía eléctrica e, inclusive, en el transporte. Además, se espera que el gas natural combinado con la captura, uso y secuestro de carbono, CCUS (Carbon Capture, Use and Storage, por sus siglas en inglés) ,sea usado como fuente directa para el sector industrial o la producción de hidrógeno azul (BP, 2020). En el escenario de rápida transición caería la producción de gas en todas las regiones, excepto en África, entre 2035 y 2050 (Gráfico 6).

Proyecciones del precio del petróleo

Al igual que las cotizaciones de los demás commodities, el precio del petróleo depende de la oferta y la demanda. Pero en este mercado en particular, la evolución de la oferta no se explica apenas por los costos de producirlo, que dependen de la geología, la ingeniería de los yacimientos y la rentabilidad de la producción, sino también del poder de mercado de algunos países productores y de factores geopolíticos. La demanda de crudo depende, de otro lado, del crecimiento económico, del consumo de hidrocarburos y de los precios de los combustibles sustitutos en los sectores que lo consumen. En medio de la transición energética en los próximos años, los precios se verán impactados adicionalmente por las políticas para enfrentar el cambio climático y por las tecnologías que faciliten o no su sustitución en los consumos de diferentes sectores. Debido a todos estos aspectos, este mercado presenta alta volatilidad a lo largo del tiempo. Los precios se forman por la interacción de la oferta y la demanda en el mercado spot, y por las cotizaciones a futuro en el mercado de derivados financieros.

Según los estimativos de las agencias internacionales, se espera que a 2030, el precio del petróleo Brent se ubique por debajo de USD 70 por barril, tomando como referencia el escenario de transición rápida. Para el caso de escenarios de carbono-neutralidad (net-zero emissions), el precio del petróleo podría ubicarse por debajo de USD 40, en dólares de 2018. También hay proyecciones de precios en 2030, entre USD60 y más de USD 80 el barril, si la sustitución en el transporte es más lenta de lo contemplado en los demás escenarios (Gráfico 7).

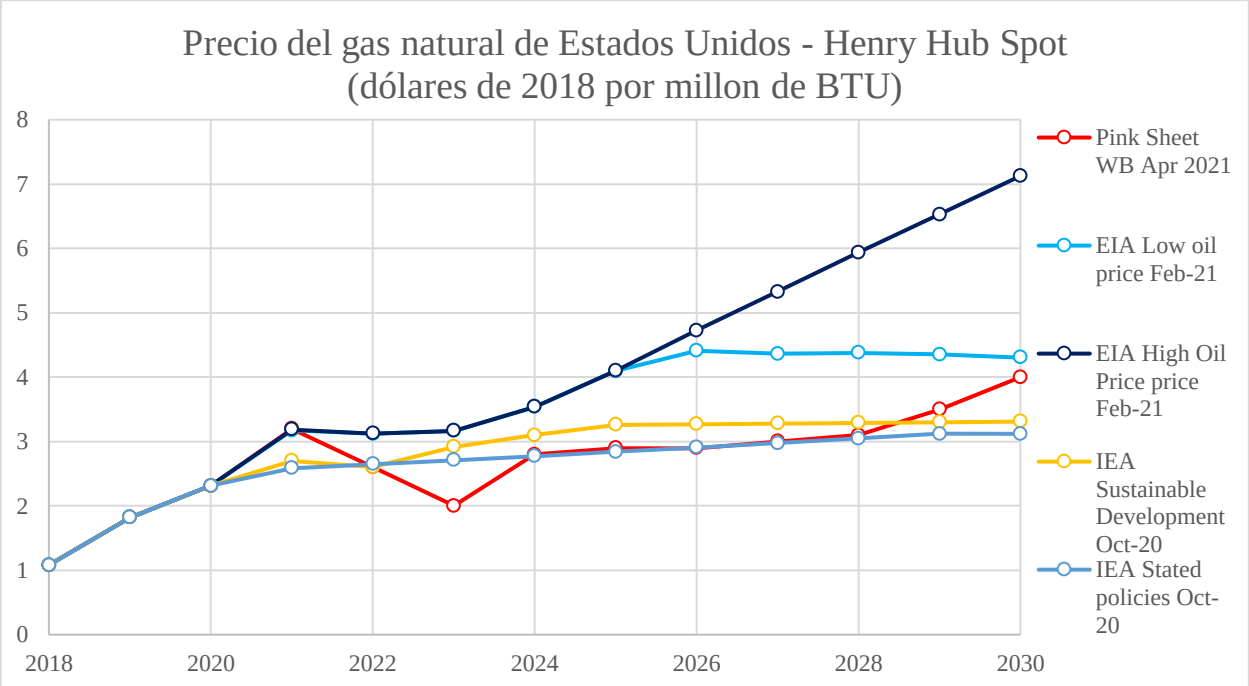
Gráfico 7. Evolución del precio del petróleo Brent proyectado para escenarios bajos, medios y altos de precios[9]



Fuente: Banco Mundial (2021), EIA (2021), IEA (2020). Cálculos de Martínez, 2021)

[9] Cada línea corresponde al precio proyectado para 2030 en los escenarios de bajo consumo y precios de combustibles fósiles de la EAI (Low oil prices), Pink Sheet, del Banco Mundial (único escenario) y IEA (*Sustainable Development*). La fecha de publicación de cada fuente se incluye en la leyenda. Todas las fuentes incluyen proyecciones para 2019, 2020, 2025 y 2030, los valores para los años intermedios se obtuvieron mediante interpolación con una tasa de crecimiento constante entre los años para los que se tienen datos. Pink Sheet solo pronostica el precio promedio Brent, WTI y Dubai. IEA solo pronostica el precio promedio de importación de los países que hacen parte de la OCDE.

Gráfico 8. Precio del gas natural Henry Hub proyectado, correspondiente a los escenarios bajos, medios y altos de distintas fuentes[10]



Fuente: Banco Mundial (2021), EIA (2021), IEA (2020, Martínez, 2021)

Con respecto del mercado mundial de gas natural, los pronósticos de las agencias apuntan a que el precio del gas natural variará entre USD 3 y USD 3.5 por millón de BTU (British Thermal Unit) en 2030[11], gracias a que los precios de este recurso son más sensibles a los factores de la oferta, más locales, como la producción y la tecnología doméstica, que generan una tendencia al alza del precio, y una mayor demanda por parte de economías emergentes (IEA 2020) (Gráfico 8).

Los pronósticos de precios del petróleo y el gas natural para 2022 por parte de los banqueros de inversión[12] aumentaron en el primer trimestre debido al ajuste al alza del crecimiento de las economías avanzadas. Ningún analista podía anticipar un evento disrruptivo como la invasión a Ucrania, pero el alza del precio del petróleo entre febrero y abril no se percibe como duradero ni contrario a la evolución de mediano plazo de los combustibles fósiles. Más bien, ha suscitado el interés de los principales consumidores de diversificar las fuentes geográficas de suministro y de acelerar la sustitución de estos combustibles por otros menos contaminantes. Pero continúa siendo cierto que el proceso

[10] Nota: Cada línea corresponde al precio proyectado para 2030 en los escenarios de bajo y medio consumo y precios de combustibles fósiles de la EIA (Low oil prices y High oil prices), Pink Sheet (único escenario) e IEA (Sustainable Development y Stated Policies). La fecha de publicación de cada fuente se incluye en la leyenda. Todas las fuentes incluyen proyecciones para 2019, 2020, 2025 y 2030; los valores para los años intermedios se obtuvieron mediante interpolación con una tasa de crecimiento constante entre los años para los que se tienen datos. Cálculos en dólares de 2018.

[11] Excepto en el escenario de alto precio de petróleo de la EIA

[12] Firmas como Goldman Sachs, Citi, Barclays.

toma tiempo y requiere recursos importantes para invertir en ciencia y tecnología, así como garantizar el acceso a la energía a precios competitivos y compensar a los afectados por la transición energética.

3. Retos del Grupo Ecopetrol. Plan estratégico y plan de negocios

Los cambios en el mercado internacional, en particular en la demanda de hidrocarburos, han llevado a las compañías petroleras del mundo a modificar sus estrategias corporativas. La demanda de los países desarrollados en los últimos años ha caído más rápido de lo que previsto en 2015, debido a cambios en las preferencias de los consumidores, a la aceleración de la digitalización de las operaciones y al avance tecnológico. Los principales sectores consumidores de energía, como la electricidad, la industria y el transporte, comenzaron a tener soluciones costo-efectivas en las energías renovables no convencionales en los últimos años, y a hacer más rápida la transición energética.

La velocidad de la transición es diferente entre grupos de países, debido a los recursos diferenciados con que cuentan para estimular la transformación de la producción y el consumo de los energéticos, y también a la forma cómo impactan estos cambios a sus economías. La transición energética afecta la demanda global de combustibles fósiles de los países productores cuyas exportaciones dependen en gran medida de los hidrocarburos y el carbón, al igual que a las economías emergentes que importan energía para complementar sus recursos internos en el camino del desarrollo.

Algunos de los países productores de hidrocarburos, como en el caso de Colombia, tienen capacidades locales de refinación y petroquímica, y tienen mercados internos capaces de sostener la demanda de hidrocarburos o de carbón por un tiempo más prolongado que el que ofrece el mercado externo en el largo plazo.

Para el Grupo Ecopetrol, los desafíos son múltiples: tiene, en Colombia y otros países, un negocio central (*core*) alrededor de la exploración y producción de crudo y gas natural; es una compañía integrada que posee activos en refinación y petroquímica y en transporte y almacenamiento de hidrocarburos, y, por último, debe responder a varios grupos de interés. La preservación del valor de la compañía y su crecimiento, así como la mitigación de los riesgos de la transición energética son objetivos centrales de su labor.

Para construir una estrategia que genere valor en el entorno descrito, desde 2018 el Grupo Ecopetrol, GE, ha venido evolucionando en el análisis de los temas críticos relacionados con los cambios en la demanda de hidrocarburos, y estableciendo lineamientos internos como la hoja de ruta de transición energética, la estrategia de sosTECnibilidad de la compañía, las metas de descarbonización, y el análisis de opciones de diversificación. Estos lineamientos se consolidarán próximamente en una nueva estrategia[13] que busca sentar las bases para lograr una compañía competitiva y resiliente a la transición energética. La nueva visión tendrá como base el análisis de escenarios de transición

[13] La Estrategia 2040, La energía que transforma fue publicada en febrero de 2022, con posterioridad a la redacción de este documento, y confirma estos lineamientos. Consultar en estrategia-2040.pdf (ecopetrol.com.co) .

energética y los cuatro ejes que el grupo ha definido como su hoja de ruta para la transición energética compuesta por los siguientes elementos[14]:

(i) Continuar fortaleciendo la competitividad de la cadena de valor de petróleo y gas: para lograrlo la compañía propone enfocarse en maximizar el valor de los recursos de hidrocarburos de forma competitiva a lo largo de los diferentes negocios de la cadena, aprovechar oportunidades en mercados de crudo, refinación, combustibles y petroquímica, optimizar costos y tiempos de producción, desarrollar recursos del portafolio de manera eficiente, gestionar el riesgo de atrapamiento de sus activos por la evolución de los mercados mundiales y aprovechar la tecnología y la digitalización para lograrlo.

En el negocio de exploración y producción, el grupo propenderá por la maximización de las reservas y la producción, buscando la resiliencia y la competitividad de sus volúmenes. Para ello, desarrollará los recursos actuales con recobro mejorado, hará viables los hidrocarburos en yacimientos no convencionales en Colombia y la captura del valor en el Permian de Estados Unidos y el desarrollo de los proyectos internacionales *offshore*.

En el segmento de transporte de crudo y productos derivados (*midstream*), que ha tenido una generación de valor importante en la última década, se buscará que, hacia adelante, dependiendo de las dinámicas del mercado, se exploren nuevas oportunidades de negocio, en especial en los poliductos y el almacenamiento, al tiempo que se mantiene la disciplina de capital y la eficiencia en las operaciones.

En cuanto al segmento de la refinación y petroquímica, se constata que, en el nivel global, el negocio está en un proceso de transformación a partir de la aceleración de la transición energética y el impulso a la descarbonización. En consecuencia, se espera mayor presión para las empresas del *downstream*, en términos de su rentabilidad, en vista de que se tiene la expectativa de sobrecapacidad instalada en el sector. En Colombia, el Grupo Ecopetrol espera que el mercado de combustibles y petroquímica se mantendrá robusto y en crecimiento en los próximos 15 a 20 años. En este contexto, el principal foco del negocio de refinación para las próximas décadas es construir resiliencia en las operaciones para asegurar la competitividad en el largo plazo y asegurar la disciplina de capital a través de la optimización de las inversiones del segmento. Se busca generar resiliencia en las operaciones actuales y explorar una transacción paulatina de la producción de combustibles hacia la petroquímica.

Por último, esta competitividad deberá materializarse a través de una gestión comercial que maximice el valor de los productos y el abastecimiento óptimo de las refinerías.

(ii) Diversificar el portafolio hacía negocios con bajas emisiones de carbono: para avanzar en la construcción de un portafolio diversificado, el GE considera tres tipos de oportunidades: Opciones de diversificación dentro de la cadena de valor de Oil & Gas, diversificación en la cadena de valor de la electricidad y diversificación en negocios de bajas emisiones. La diversificación en la cadena de valor de petróleo y gas incluye, entre otros, el impulso a la participación del gas en el portafolio de Grupo, la diversificación del negocio

[14] Tomado de documento interno de la Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Nuevos Negocios, septiembre de 2021.

de transporte y la evaluación de opciones en refinación y petroquímica hacia nuevos procesos y productos.

En el negocio del gas natural, Ecopetrol se propone ser líder en Colombia y en la región. En Colombia, la posible ventana del déficit de ese combustible requiere que se trabaje en viabilizar la mayor cantidad de reservas y que se estudien nuevas opciones de oferta para capturar el mercado. En la región americana, el mercado en crecimiento abre oportunidades no sólo en la producción, sino en los demás eslabones de la cadena de valor. Así las cosas, el plan estratégico del gas de Ecopetrol busca afianzar el rol estratégico del gas natural como un combustible que permite la transición energética, fortalecer el negocio, diversificar el portafolio y construir opcionalidad. Para ello se apalancará en la transformación de la visión actual del negocio con una orientación al mercado, el fortalecimiento y la aceleración del portafolio para asegurar la oferta, el desarrollo de nuevas demandas, la habilitación de la captura de oportunidades en otros segmentos de la cadena de valor, la incorporación de otras opciones de gas en el portafolio, la expansión del negocio a nuevas geografías y la ampliación de la oferta de productos y soluciones energéticas. Para lograrlo de una forma responsable, será vital trabajar en la descarbonización de las operaciones de gas y el acceso de las comunidades a este energético, fomentando el reemplazo de combustibles como la leña que pueden afectar la salud y el medio ambiente. Se espera que, en la década de los años treinta, el gas represente el 30% de la producción del Grupo y haya multiplicado su aporte al EBITDA hasta en 4 veces su aporte actual.

Entrando en las opciones, más allá de la cadena de valor petrolera, la diversificación en la cadena de valor eléctrica incluye la expansión del grupo al negocio eléctrico en Colombia y la región, en vista del esperado crecimiento de la electrificación de la matriz energética. Para ello, Ecopetrol está enfocado en dos líneas: la primera es el negocio de transmisión, en donde el grupo dio un paso significativo con la adquisición este año 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. Esta inversión permitirá al Grupo tener una posición material en una compañía que es líder en un sector estratégico para la transición, con un portafolio diversificado por geografía y clase de activos, rentable y con grandes perspectivas de crecimiento en los mercados y negocios en donde ya opera. A ello se suma el que cuenta con una experiencia relevante en la expansión internacional, un equipo directivo probado y un robusto gobierno corporativo.

La adquisición de ISA mejora de manera importante el perfil de riesgo del Grupo Ecopetrol al incluir un negocio con flujos de caja estables y predecibles debido a que opera en un sector regulado, con concesiones a largo plazo, que no depende de la volatilidad del precio del crudo. Incorpora además al portafolio del GE un negocio con características similares a los negocios de infraestructura petrolera en los que Ecopetrol ya participa a través de su filial Cenit: son negocios intensivos en capital, regulados, con significativas barreras de entrada, y márgenes y retornos de capital competitivos que proporcionan estabilidad al flujo de caja frente a la volatilidad del precio de los hidrocarburos, y de donde se podrían desprender sinergias en el futuro. Los ingresos asociados con este tipo de negocios, al incluir la participación en ISA, representarían alrededor del 40% de los del Grupo, aumentando la resiliencia frente a la volatilidad del precio del crudo y reaccionar de mejor manera ante el ciclo económico.

La segunda línea del Grupo en el negocio eléctrico es la autogeneración, 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 del resultado de la transacción en curso y la evolución de los mercados.

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. Teniendo en cuenta que la demanda de soluciones y servicios en esta línea aumentará en las próximas décadas, el Grupo centrará su análisis futuro en tres oportunidades: Soluciones Naturales del Clima (SNC), el hidrógeno, y la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS). Adicionalmente avanza en el entendimiento del negocio del agua, explorando opciones conexas a la actividad petrolera que viabilicen la operación del negocio. Igualmente, se están revisando las opciones de negocio en el manejo de materiales avanzados, que son considerados como habilitadores de la transición.

(iii) Acelerar y priorizar la descarbonización y la eficiencia energética: Ecopetrol lanzó la Hoja de Ruta Net Zero, en marzo del 2021[15], que busca llegar a cero emisiones netas en los alcances 1 y 2 y reducir en un 50% las emisiones incluyendo el alcance 3[16], 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 quemas rutinarias al 2030[17]. 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.

(iv) Logro de la SosTECnibilidad a través de la estrategia TESG: 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.

---

[15] Portal Ecopetrol, Información de prensa, 25 de marzo de 2021.

[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] Si se cumplen las metas, el grupo estaría contribuyendo con una reducción de 5 a 6 millones de toneladas de CO” equivalente, CO2eq, casi la mitad de la meta de reducción de emisiones del sector minero-energético que está en algo menos de 12MTCO2eq.

Se espera que los cuatro ejes explicados previamente, sumados a los pilares de retornos competitivos, talento humano y tecnología, prepararán a la compañía con una estrategia fortalecida para afrontar los retos y capturar las oportunidades de la transición energética, continuar generando valor y cumplir con su propósito superior, que consiste en ser la energía que transforma a Colombia.

El Plan de negocios de corto plazo de Ecopetrol 2021-2023

La orientación estratégica del Grupo Ecopetrol se refleja en su Plan de negocios 2021-2023, en primer lugar, en las proyecciones de inversiones de entre USD 12.000 y 15.000 millones, concentradas en los segmentos de la cadena de hidrocarburos que constituye su negocio principal. La inversión orgánica en exploración y producción de hidrocarburos será de entre USD 9.000 y USD11.000 millones; la inversión en gas natural será de USD 1.300 millones. En relación con los objetivos que buscan cimentar la transición energética y la profundización de la SosTecnibilidad, las inversiones son las siguientes: para la descarbonización, en el trienio, USD 600 millones, para Innovación y tecnología, entre USD 100 y USD 150 millones; para el aprovechamiento del agua, USD 120 a USD130 millones; para la estrategia digital, USD 100 a USD150 millones y para mejorar la calidad de los combustibles, se invertirán entre USD 70 y 80 millones.

Las metas volumétricas son de 700 a 750 mil barriles de petróleo equivalente diarios kbped; más de un millón de barriles transportados por los oleoductos y cargas de las refinerías de entre 340 y 420 mil barriles día, kbd. En la producción de hidrocarburos, la participación del gas + blancos aumentará del 16% en 2020 a 19-22% en el 2023 en línea con la ambición de fortalecer este energético en el portafolio de la compañía[18].

[1818] La estrategia 2040, publicada en febrero de 2022 después de la finalización de este trabajo (noviembre 2021) incluye una actualización de las metas para 2022-2024, con inversiones totales de USD 17000 -20000 millones, y de las metas físicas a 730kbped en 2024 y de 800-850kbped en 2030; carga de refinerías de 340-430 kbd, volumen transportado de un millón de barriles día y participación en EBITDA de negocios de bajas emisiones de 30-50%.

4. Retos macroeconómicos: balance externo y finanzas públicas

En el contexto internacional de la demanda de energía en general y de producción y precios de los hidrocarburos en particular, descrito en la primera sección, se aborda en este apartado el análisis de los impactos macroeconómicos de la evolución prevista para el sector de petróleo y gas del país.

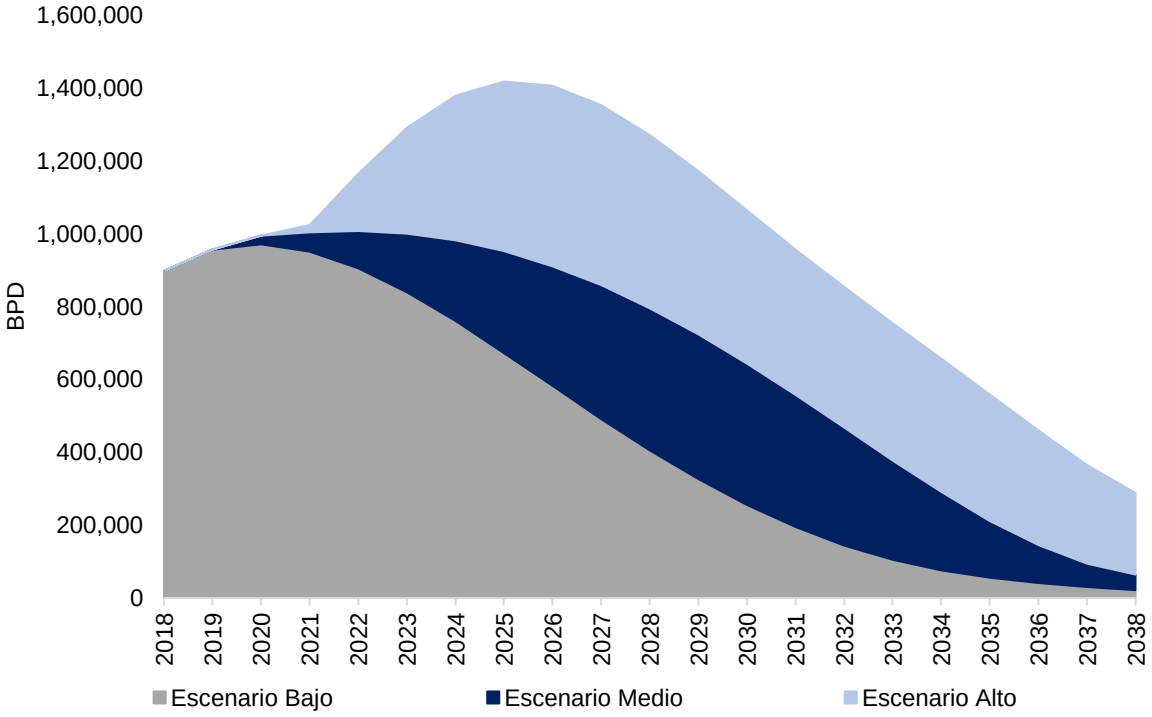
Perspectivas de la producción de petróleo en Colombia

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) reportó que en 2020 las reservas probadas de crudo corresponden a 1.816 millones de barriles, mientras que el ritmo actual de producción es de 286 millones de barriles al año, para una relación reservas/ producción de 6,35 años, lo cual es poco para asegurar el abastecimiento a las refinerías y la oferta exportable que requiere la economía. Los precios del petróleo llevaron a una reducción en la inversión en exploración y explotación de hidrocarburos al no ser rentables a esos niveles de precios. La recuperación de los precios en 2021 permite reanudar los proyectos con un rezago con respecto a los indicadores de 2019.

Fedesarrollo proyecta que en 2021 la producción de petróleo se ubique entre 736 y 750 mil barriles por día (KBPD). Para 2022, conforme se normaliza el mercado y se presenta una recuperación de la demanda, se espera una producción promedio entre 749 y 766 KBPD. Para los 2023-2030 se estima una producción entre 770 y 811 KBPD, explicada por una recuperación de la demanda mundial liderada por economías emergentes como China e India y por la actividad petrolera en el país, en un contexto de transición energética.

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) define tres escenarios de reservas y producción de petróleo en Colombia (UPME, 2019), como se aprecia en el Gráfico 9. En el escenario bajo se supone un precio promedio de US$ 50/barril, lo que limita la incorporación de proyectos de crudos pesados y recobro mejorado. De esta manera se contabilizan entonces: 100% de las reservas probadas, el 75% de las probables y el 50% de las posibles y una recuperación mejorada del 50%. En el escenario medio habría un precio promedio de US$ 60/barril, con lo cual se supone que el interés de nueva exploración y desarrollo de no convencionales es bajo. En el escenario alto se supone un precio mayor que US$ 60/barril; en promedio, de US$ 70/barril, lo cual permite la incorporación de totalidad de las reservas probadas, probables y posibles, una recuperación mejorada del 90%, el desarrollo de recursos no convencionales y un aumento de la actividad *offshore* (Martínez, 2021).

Gráfico 9. Escenarios de producción de petróleo



Fuente: UPME (2020).

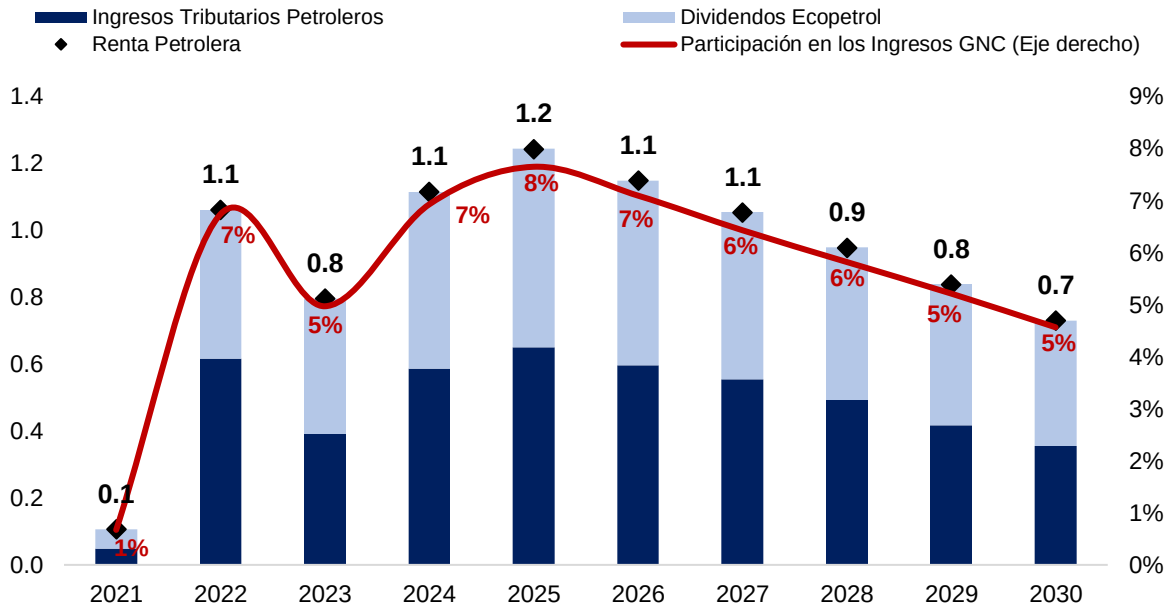
Las estimaciones del potencial de yacimientos no convencionales son de hasta 7.000 millones de barriles de crudo equivalente, es decir, más de tres veces las reservas probadas actuales. Además, hay descubrimientos recientes en plataforma continental en yacimientos convencionales y hay un potencial en provincias como la de Putumayo. Si bien Colombia no es un país petrolero, cuenta con un potencial sin explorar para explotar y exportar en el horizonte de más de una década. Es por lo anterior, que, en la década, el petróleo continuará siendo importante en la actividad económica, aun si se presentan precios en torno a los US $50/barril. De manera alternativa, esta actividad extractiva tomaría más relevancia en el desempeño productivo del país conforme se dé una recuperación mayor y sostenida en los precios internacionales y resultados exitosos de la exploración. (Martínez, 2021).

Proyecciones de los ingresos fiscales petroleros

Fedesarrollo proyecta que los ingresos tributarios petroleros se recuperarán, junto con el aumento del precio del petróleo y de la producción nacional, promediando 0,5% del PIB en la próxima década. Respecto de los ingresos no tributarios, se espera un giro de dividendos por parte de Ecopetrol para el año 2021 de 0,1% del PIB, representando una caída de 0,6 pps en relación con lo registrado en 2020 como consecuencia de la caída de los precios del petróleo en dicho año. Esta caída se compensa con la venta de ISA a Ecopetrol que en vista de la forma que asumió la operación, no afectará los ingresos de capital del GNC. En 2022 se espera un giro de dividendos de 0,4% del PIB, explicado por el repunte de los precios del petróleo en 2021. Entre 2023 y 2030, los dividendos promediarán un 0,5% del PIB. Como consecuencia de lo anterior, los ingresos petroleros promediarían 1,0% del PIB en la década (Gráfico 10). Esto representa una participación promedio del sector petrolero en los ingresos del Gobierno nacional, sumando los aportes por concepto del impuesto de

renta de Ecopetrol y de otras empresas petroleras del 6%, casi la mitad del aporte promedio anual de la década pasada.

Gráfico 10. Proyección de renta petrolera Fedesarrollo (2021-2030)
(% del PIB)



Fuente: Cálculos Fedesarrollo

Impacto macroeconómico del sector petrolero en la década

El desempeño del sector petrolero durante la última década ha sido determinante en los ciclos económicos, las finanzas públicas y las cuentas externas de Colombia. Esta realidad se mantendrá esta década, en la cual esta actividad continuará impulsando las principales variables macroeconómicas a través de los mecanismos analizados en capítulos y secciones anteriores. Para estimar los principales efectos de las perspectivas del sector petrolero sobre la economía colombiana para la década, se realiza un análisis cuantitativo a través del Modelo de Equilibrio General Dinámico (MEGD) de Fedesarrollo.

El MEGD busca identificar los diferentes canales mediante los cuales un impacto de la implementación de una política económica o un cambio exógeno puede tener efecto en la economía en estudio. Un MEGD se construye a partir de un conjunto de supuestos sobre el comportamiento de los productores, consumidores e instituciones, establecidos a través de ecuaciones que describen el comportamiento de los agentes en la economía. El modelo calibra estas relaciones matemáticas basándose en la información estadística de las transacciones económicas de un país en particular, registradas en la Matriz Insumo-Producto.

Estos modelos se fundamentan en la idea de que, dadas sus preferencias, los agentes de un sistema económico (productores, consumidores e instituciones) toman las decisiones que resulten óptimas para sí mismos, dado un vector de precios y las decisiones de los demás agentes, llegando a un equilibrio para toda la economía. Estas decisiones racionales

están definidas por unas ecuaciones comportamentales, a través de las cuales los agentes del modelo minimizan costos o maximizan su utilidad.

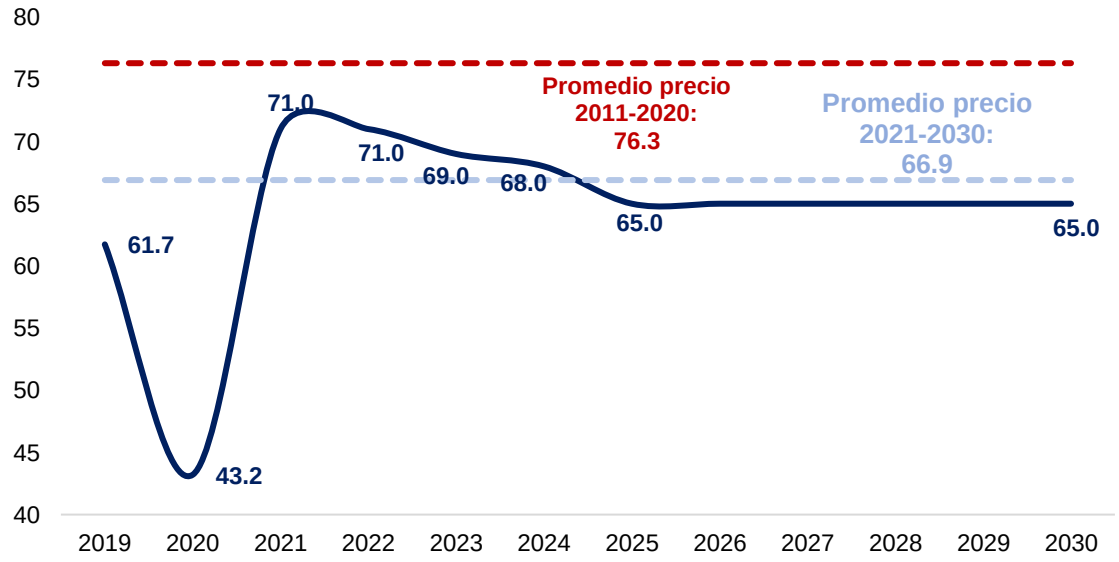
Con el fin de evaluar el impacto macroeconómico de una senda determinada de precios del petróleo, se utiliza el modelo de equilibrio general dinámico de Fedesarrollo. Este modelo es un híbrido de una economía abierta y pequeña, conformado por: hogares heterogéneos en cuanto a su forma de consumo; firmas que operan en los mercados de factores y en ciertos mercados de bienes; una autoridad monetaria encargada de fijar la tasa de interés; y un sector gobierno que provee servicios corrientes, recauda impuestos y emite deuda en los mercados de capitales.

De manera más detallada, los choques que se incorporan en el modelo se pueden dividir en tres tipos. El primer tipo está caracterizado por un grupo de choques dirigidos a las finanzas públicas, ya que con la llegada de la pandemia en 2020 el gobierno se vio obligado a aumentar el gasto público a la vez que percibía menores ingresos, producto de la menor actividad económica y de un menor precio del petróleo. En el modelo esto se traduce en un choque negativo a los impuestos de renta y consumo, y en un choque positivo en el gasto público, los cuales fueron calibrados acorde a las estimaciones de Fedesarrollo y a los valores observados hasta la fecha.

El segundo tipo de choques incorpora explícitamente una contracción en la actividad económica, modelada a través de un impacto negativo en la productividad de la economía doméstica y una disminución del crecimiento externo. Lo anterior representa el declive de la actividad productiva en la economía doméstica y extranjera como consecuencia de los cierres de las empresas y la pérdida de empleo.

Finalmente, el tercer grupo de choques se enfoca directamente en el sector petrolero. De un lado, se incluye explícitamente el desplome de los precios internacionales del petróleo Brent en este mismo año. En relación con el comportamiento del precio del petróleo, se estima el efecto del choque petrolero con un derrumbe del precio promedio nominal anual a US$43,2 por barril en 2020. Para efectos de la modelación económica, se utilizan los pronósticos de precio del crudo de referencia de Brent de Fedesarrollo que reflejan las proyecciones internacionales de oferta y demanda de este combustible, en medio de la transición energética. Después de 2025, se supone un precio real promedio de US$65. El Gráfico 11 muestra la trayectoria del precio del petróleo entre 2019 y 2030, con una senda que está por debajo de la observada en la última década.

Gráfico 11. Senda de precio del Brent 2019-2030. Escenario base



Fuente: Bloomberg. Cálculos Fedesarrollo.

Por otro lado, en el tercer grupo de choques se incorpora una caída en la tasa de giro de dividendos de Ecopetrol al Gobierno nacional, consistente con la caída en los precios del petróleo y la producción de este bien en 2020. Para calcular la tasa de giro de dividendos, se halla el cociente entre los dividendos de Ecopetrol como porcentaje del PIB y el ingreso de capital[19] del sector petrolero como porcentaje del PIB[20]. Con información sobre la liquidación de dividendos reportadas en varias ediciones del MFMP y en línea con Suescun & Steiner (2017) estimamos una tasa de dividendos de 12,1% para 2019 y una tasa de 1,1% para 2021 como consecuencia del choque en los precios del petróleo producto de la pandemia del COVID-19. Suponemos que en el mediano plazo la tasa de dividendos se ubica 2,8 puntos porcentuales por debajo del nivel de 2019, es decir, 9,3%. En otras palabras, en el mediano plazo se estima un giro de dividendos promedio de 0,5% del PIB, en línea tanto con los pronósticos de Fedesarrollo como con el MFMP, y unos ingresos de capital del sector petrolero de 5,4% del PIB[21].

Los siguientes gráficos muestran la respuesta de las variables fiscales al choque petrolero. Las gráficas 12, 13 y 14 reportan el balance primario, el balance total y la deuda bruta del gobierno central, expresados como porcentaje del PIB. La línea discontinua muestra las

[19] El ingreso de capital del sector petrolero incluye el comportamiento en la exploración y producción, pero no el valor agregado en transporte y refinación de hidrocarburos, lo cual se recoge en los sectores de servicios y manufactura de la matriz insumo producto.

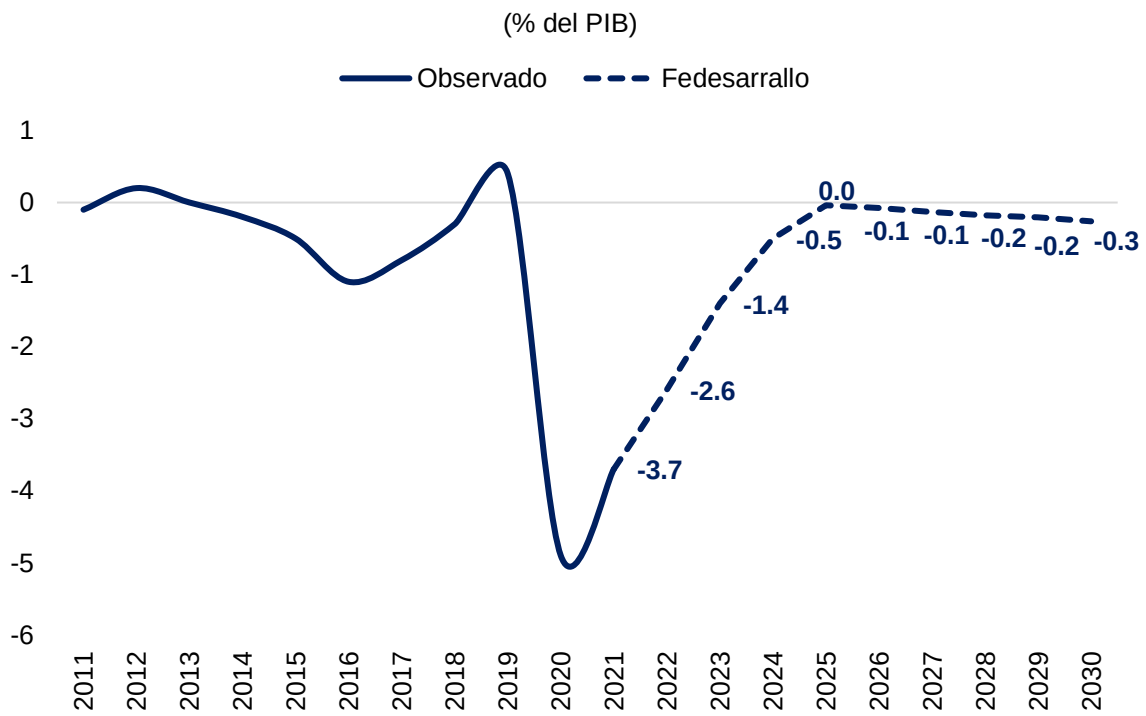
[20] Suponemos que las utilidades de Ecopetrol estarían determinadas por el comportamiento en la producción de crudo y en los precios del Brent. Sin embargo, las utilidades de una empresa integrada como Ecopetrol dependen del proceder de cada segmento de la cadena de hidrocarburos. Por ejemplo, la producción de gas natural, con el *downstream,* posiblemente será afectada por la electrificación del transporte en el mediano plazo, por otro lado, los ingresos del *midstream* que en los últimos años han compensado la caída del *upstream*.

[21] El supuesto se mantiene para el mediano plazo, a pesar del aumento reciente de las utilidades de Ecopetrol (en vista de los precios más altos de lo previsto debido al choque de la invasión de Ucrania), porque los precios tenderán a estabilizarse, por la vía de la reducción de la demanda mundial, y porque los pronósticos de la producción nacional están por debajo de lo observado en la década anterior.

predicciones del modelo entre 2019 y 2030. Mientras, que la línea continua que se extiende entre 2011 y 2021 muestra los datos observados.

Los resultados del modelo sugieren que el balance primario se ubicaría en -2,6% del PIB en 2022, para luego aumentar hasta un -1,4% del PIB en 2023. A partir de dicho año, el déficit del balance primario del GNC se reduciría paulatinamente hasta alcanzar un equilibrio en 2025 y promediaría -0,2% del PIB entre 2026 y 2030 (Gráfico 12). Esto implica que la senda del balance sería similar a la estimada por el Gobierno, pero menos superavitaria.

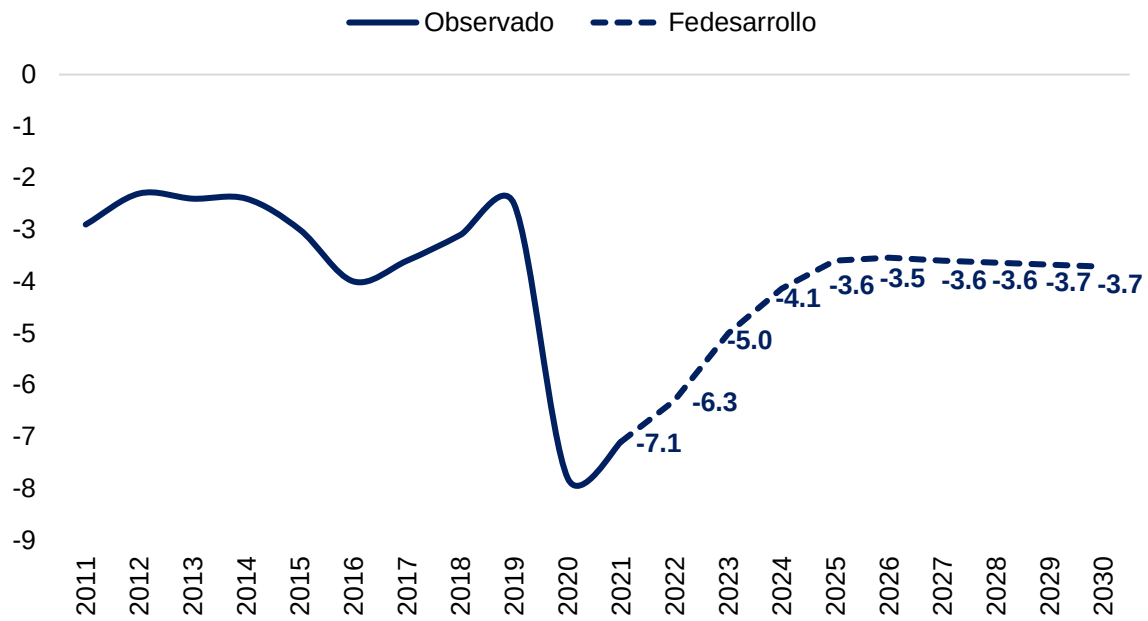
Gráfico 12. Balance primario GNC



Fuente: MHCP. Cálculos Fedesarrollo

Por su parte, el déficit fiscal se ubicaría en 6,3% del PIB en 2022, para luego disminuir hasta un 5,0% del PIB en 2023. A partir de 2024, el déficit fiscal del GNC se reduciría paulatinamente hasta alcanzar los niveles cercanos al 3,5% en 2025 y promediaría los 3,6% de 2026 a 2030 (Gráfico 13). En línea con lo anterior, si bien se observaría una senda decreciente del déficit, este sería más amplio frente a lo esperado por el Gobierno. Sin embargo, es importante destacar que la senda decreciente refleja el saneamiento necesario de las finanzas públicas en los próximos años para garantizar su sostenibilidad y la importancia de los pronósticos de precio y producción de petróleo que al materializarse. o no, determinarán en buena parte la dirección y velocidad del ajuste fiscal.

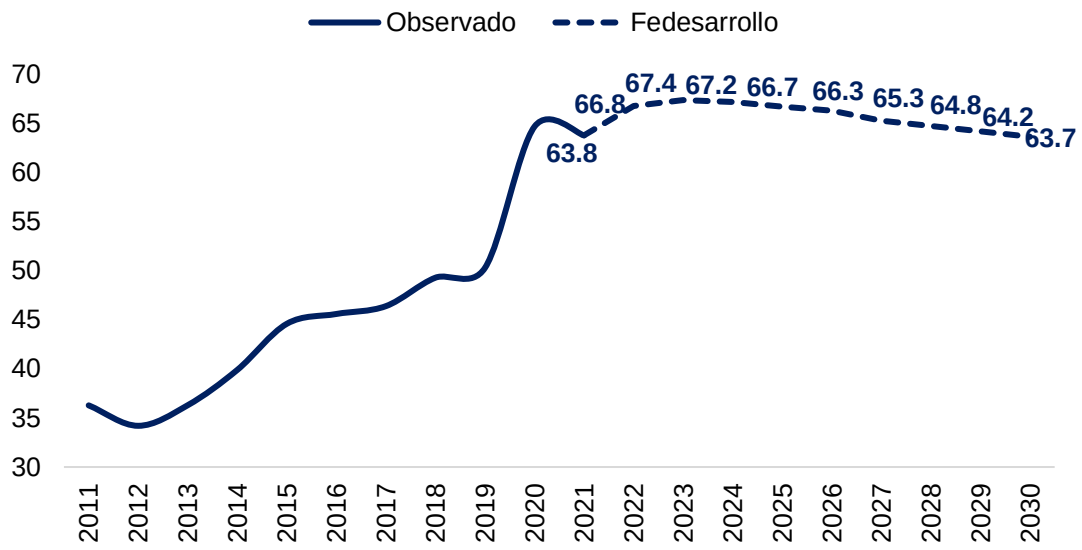
Gráfico 13. Balance Total GNC
(% del PIB)



Fuente: MHCP. Cálculos Fedesarrollo

Entre tanto, la deuda bruta del GNC se ubicaría en 66,8% del PIB en 2022, y se mantendría en niveles elevados llegando a un máximo de 67,4% del PIB en 2023, hasta experimentar una senda decreciente en la deuda, registrando los 63,7% del PIB en 2030 (Gráfico 14). La deuda pública se mantendría ligeramente por encima de lo esperado por el Gobierno nacional, en línea con la reducción en el déficit tanto para el balance primario como en el total, presentando así una senda decreciente en el mediano plazo. Sin embargo, la deuda se ubicaría en un nivel que duplica los registros de la primera mitad de los años 2010 cuando el crudo alcanzó sus mayores precios y volúmenes producción. Recordemos que el aumento de la deuda en la pasada década se dio como resultado, en primera instancia, de la crisis del precio del petróleo en 2015 y, en segunda medida, por la crisis sanitaria del COVID-19, que generó una crisis económica mundial, y que llevó al país a llevar a cabo una política contra cíclica, aumentando el gasto público, en un contexto de una caída en los ingresos fiscales.

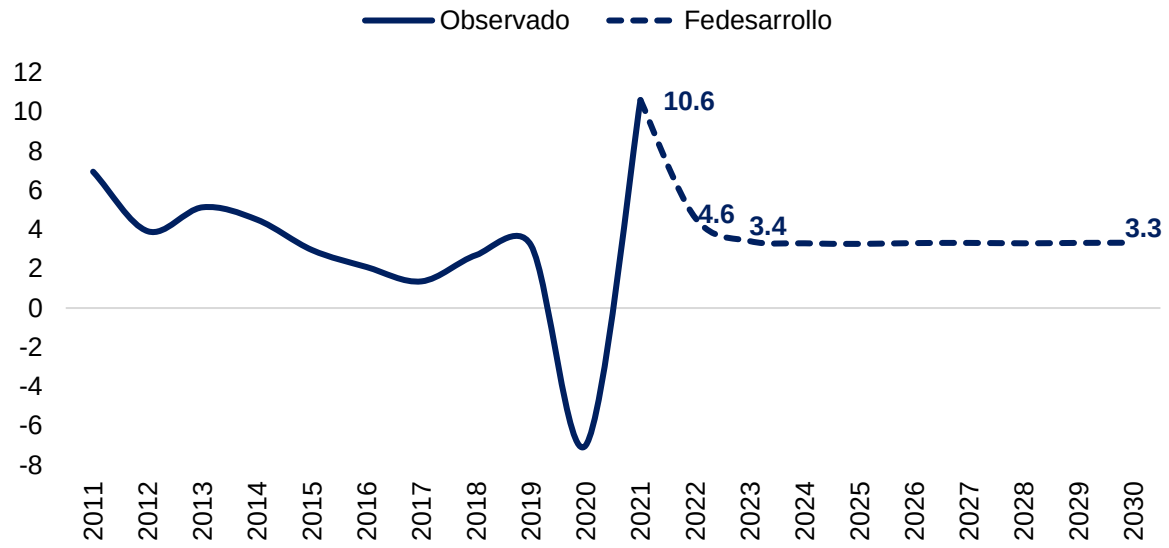
Gráfico 14. Deuda Bruta GNC
(% del PIB)



Fuente: MHCP. Cálculos Fedesarrollo

El Gráfico 15 muestra la senda de crecimiento de la economía colombiana para los próximos 10 años. Para el año 2021, con la aceleración del proceso de vacunación, las mayores perspectivas de crecimiento global y el efecto base de 2020, el crecimiento económico registró el 10,6%. Por otro lado, para el año 2022, con una recuperación completa de la economía, se estima un crecimiento alrededor del 4,6%, retornando a tasas de crecimiento prepandemia. La senda de mediano plazo sugiere que el crecimiento tendería a su potencial, en línea con las series de precio de petróleo y dividendos incluidas en el modelo. Así pues, el crecimiento en el año 2023 se acercaría a 3,4% y posteriormente se estabilizaría alrededor del 3,3% entre 2025 y 2030.

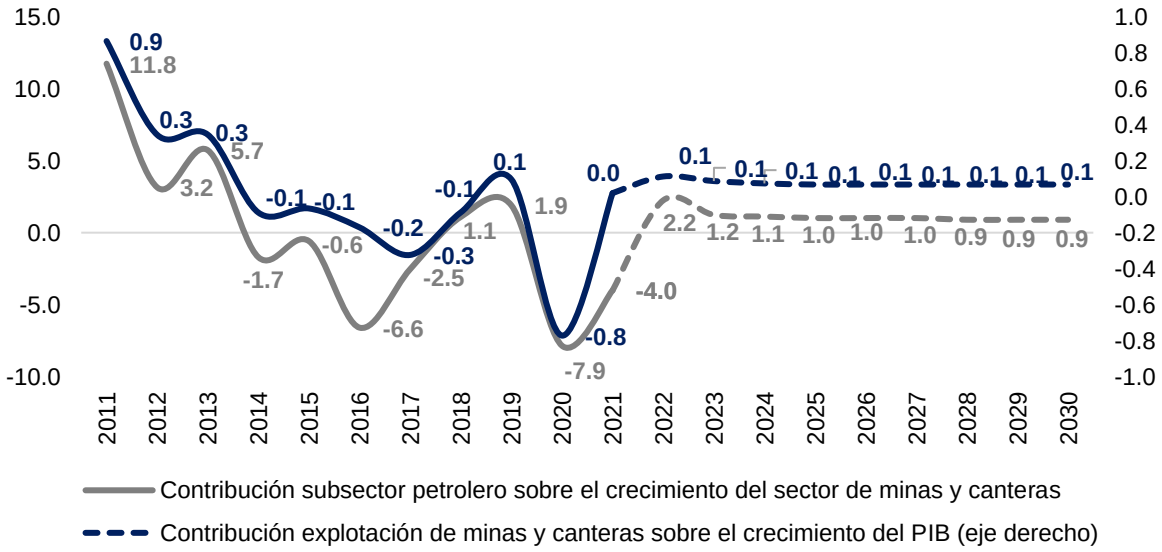
Gráfico 15. Tasa de crecimiento del PIB
(Variación anual, %)



Fuente: DANE. Cálculos Fedesarrollo

El aporte al crecimiento total por parte del sector de explotación de minas y canteras fue 0,02 pps en 2021, pero a partir de 2022 y hasta 2025 aportaría en promedio 0,1 puntos porcentuales, retornando a sus niveles pre-pandemia (Gráfico 16). Posteriormente, la contribución del sector continuaría en cifras similares, pero con una ligera tendencia negativa entendiendo que no sólo el sector petrolero presenta grandes retos en un entorno de sustitución energética, sino también en vista de una menor demanda mundial de carbón. En este sentido, el subsector de extracción de petróleo y gas natural seguiría siendo el subsector más importante dentro del rubro minero-energético, aportando 1,0 pps al crecimiento del sector.

Gráfico 16. Contribución del sector de explotación de minas y canteras a la tasa de crecimiento de la economía
(Puntos porcentuales)

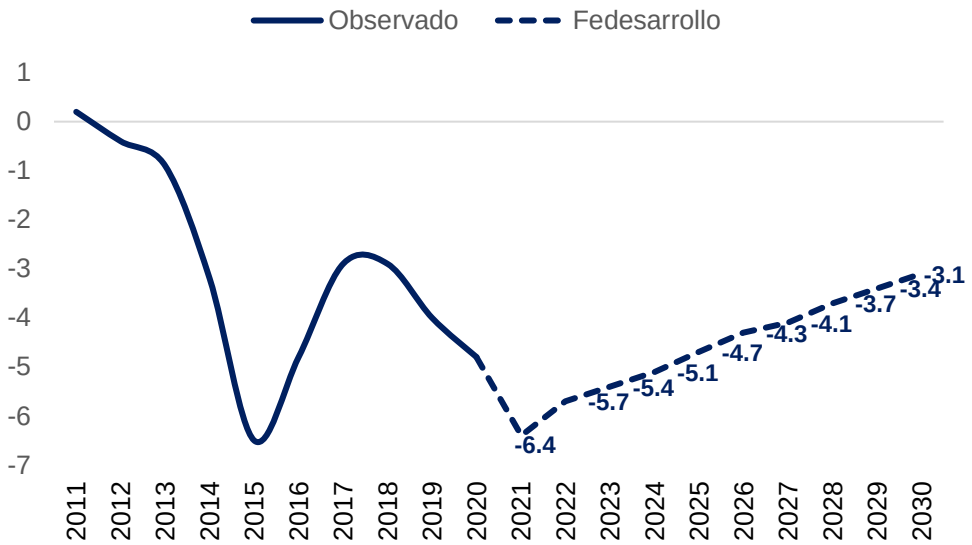


Fuente: DANE. Cálculos Fedesarrollo

Finalmente, por el lado del comercio exterior se pronostica un déficit comercial de 6,4% y 5,7% del PIB para 2021 y 2022, respectivamente. Entre 2023 y 2027, se espera una corrección del déficit, producto del aumento de la dinámica de las exportaciones, en donde se destacan las exportaciones de petróleo y el crecimiento de los socios comerciales, sumado al supuesto de que las importaciones no experimentan un crecimiento tan acelerado en el mediano plazo, ubicando el balance en -4,7%. A partir de 2028 y hasta 2030, se espera un déficit comercial de -3,4% en promedio. (Gráfico 17). Se estima que la participación del sector petrolero en las exportaciones continúe promediando 40%[22] de las exportaciones totales en la década, sin sufrir un cambio significativo en la composición de las ventas externas, siempre y cuando se materialicen los supuestos de producción de petróleo mencionados en secciones anteriores. Sin embargo, también se prevé un aumento en las exportaciones no tradicionales que ayude a corregir el déficit comercial en el mediano plazo promediando el 45% de las exportaciones en ese horizonte.

[22] La participación promedio de la década anterior superó el 46%, con tres años por debajo del 40%: 2015,2016 y 2020, con 34, 35 y 28%, respectivamente.

Gráfico 17. Balanza Comercial
(% del PIB)



Fuente: Banco de la República. Cálculos Fedesarrollo

Sensibilidades de los precios del petróleo a las cifras fiscales.

Para tener en cuenta la magnitud del impacto de la variación de los precios del petróleo y la importancia de la actividad petrolera y en especial de Ecopetrol sobre las variables fiscales y de crecimiento, en esta sección se presenta un ejercicio con las elasticidades del precio del Brent sobre los ingresos del GNC y el crecimiento del PIB.

Como se expuso en el capítulo de la evolución macroeconómica en los últimos 10 años, el ciclo de los precios del petróleo ha determinado el comportamiento de las variables fiscales y reales relacionadas con el sector de hidrocarburos. En efecto, las bonanzas de precios y/o cantidades de recursos naturales originan un aumento tanto en el flujo de impuestos y regalías del sector petrolero, así como en el de utilidades de Ecopetrol. De esta manera, para efectos de este ejercicio, se desarrolló un modelo de ajuste lineal para determinar el impacto de un incremento de los precios del petróleo en las utilidades reportadas por la empresa.

En vista de que las utilidades pueden destinarse a reservas, reinversión y/o dividendos, no se toma la serie de las utilidades sino la de los dividendos que son aquellos que entran en las cuentas fiscales. En este sentido se toman como referencia los dividendos de Ecopetrol girados al Estado en el año t como porcentaje de las utilidades en el año $t-1$ entre 2001 y 2020. Así, el objeto de la regresión es encontrar la elasticidad de las utilidades de Ecopetrol frente al precio del Brent (variación absoluta en el monto de utilidades ante un incremento en un dólar del precio del Brent). Una vez obtenida la elasticidad, se toma el porcentaje promedio de las utilidades que se giraron a la nación en los últimos 20 años (62%) para determinar la elasticidad de los dividendos frente al precio del Brent.

De esta manera, se estimaron los ingresos adicionales que recibiría el Gobierno nacional por un incremento de un dólar en el precio de petróleo Brent. En la Tabla 1 se observa que un aumento de un dólar en el precio del Brent incrementa las utilidades de Ecopetrol en

promedio 200 mil millones de pesos, de los cuales el 62% (124 mil millones de pesos) se giran a la nación por concepto de dividendos[23]. Estos recursos percibidos como ingreso de capital por el Gobierno nacional representaron cerca del 0,1% de los ingresos totales del GNC de 2019. Nótese que estas proporciones pueden cambiar anualmente, dependiendo de la proporción de utilidades que sea girada como dividendos a la nación. Estos resultados son similares a los encontrados por Valencia et al. (2019), que estiman que un aumento de un dólar en el precio del petróleo Brent incrementa en promedio 156 mil millones de pesos los dividendos que Ecopetrol gira al Gobierno Nacional.

Tabla 1. Elasticidad precio del petróleo Brent sobre ingresos del Gobierno y crecimiento económico

Variable	Resultado
Incremento en las utilidades de Ecopetrol ante el incremento de un dólar en el precio del Brent	200 mil millones de pesos
Incremento en los dividendos de Ecopetrol ante incremento de un dólar en el precio del Brent	124 mil millones de pesos
Elasticidad precio del Brent sobre la tasa de crecimiento del PIB	0,02 pps

Fuente: Ecopetrol y Ministerio de Hacienda. Cálculos Fedesarrollo.

Además del impacto fiscal, la variación de los precios del petróleo tiene implicaciones en la producción. Según Melo-Becerra et al. (2016), respecto de la actividad económica, los cambios en el precio tienen efectos que se desencadenan sobre otros sectores económicos, redundando así en variaciones del ingreso de los hogares y, por ende, del consumo. De igual manera, el incremento en los precios del petróleo está relacionado con mayores flujos de inversión extranjera directa ante el incremento en la rentabilidad del sector. Por otro lado, frente a un choque negativo del precio del petróleo se espera una pérdida de confianza tanto de los inversionistas nacionales y extranjeros como de los consumidores.

Para estimar el impacto de un incremento de un dólar en la tasa de crecimiento de la economía se realizó un ejercicio similar al anterior, donde se busca encontrar la elasticidad de la variación del PIB frente a los precios del petróleo (variación de la tasa de crecimiento del PIB frente a un incremento en un dólar del precio del Brent). Los resultados indican que un incremento de un dólar en el precio del Brent, suponiendo todo lo demás constante, aumenta la tasa de crecimiento del PIB en 0,02 pps. En este sentido, un incremento de 10 dólares en el precio del petróleo, teniendo en cuenta la estimación del Modelo de Equilibrio General de Fedesarrollo, implicaría que la tasa de crecimiento pasaría de 3,3% a 3,5% en el mediano plazo, manteniendo el comportamiento del resto de las variables constante.

Estos resultados resaltan el impacto que tiene Ecopetrol para la economía colombiana aportando no solo al crecimiento económico, produciendo cerca del 65% del petróleo nacional, sino también como una fuente importante de ingresos fiscales de la Nación a través del pago de dividendos (cerca del 62% de las utilidades de la

[23] *Ceteris paribus* sin considerar que la compañía es una empresa integrada con otros segmentos de la cadena de hidrocarburos

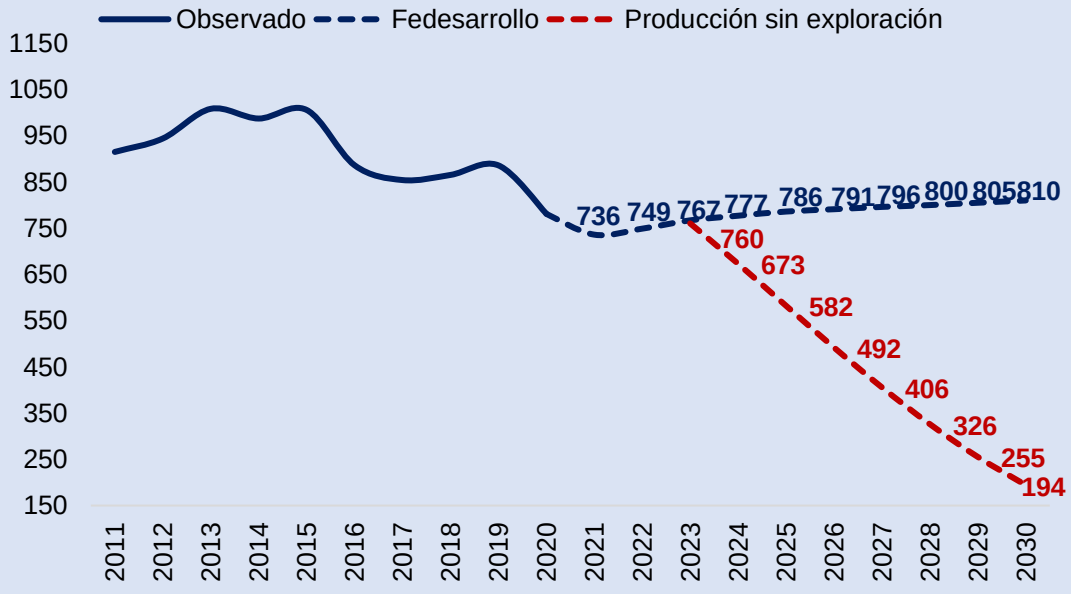
compañía) e impuestos, especialmente de renta). Estos ingresos petroleros provenientes de Ecopetrol son cercanos a la magnitud de una reforma tributaria promedio en Colombia (5% de los ingresos del GNC), permitiendo financiar el gasto público, especialmente los proyectos de inversión de la Nación.

Recuadro 1. Efectos económicos de una suspensión en la exploración de petróleo.

Este recuadro tiene como objetivo mostrar el impacto económico que tendría una posible suspensión de la exploración de crudo en el país. Se supone un escenario en el cual a partir de 2023 no continúa la exploración de petróleo, es decir, solo se explotan yacimientos con reservas probadas. Tomando como referencia el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos de 2019 realizado por la Unidad de Planeación Minero- Energética (UPME), suponemos una senda de producción de petróleo donde no hay desarrollo de proyectos convencionales y solo se utilizan las reservas probadas. Así, para efectos del ejercicio proyectamos una producción promedio anual de 517 KBPD entre 2021 y 2030, 264 KBPD menos comparados con nuestro pronóstico presentado en secciones anteriores (782 KBPD). Es importante destacar que la producción pasaría de 749 KBDP en 2022 a 492 KBPD, cayendo cerca de 34,3%, hasta ubicarse en 194 KBPD en 2030, perdiendo cerca del 74% de la producción en 9 años.

El **Gráfico R1.1** compara la producción de nuestro pronóstico base con un escenario en el cual no hay más exploración de petróleo, a partir de 2023. En el escenario sin exploración, la producción tendría un comportamiento decreciente pasando de 767 KBPD en 2023 a 194 KBPD en 2030. Además, como lo muestra la UPME, ante este escenario de producción, en 2027, habría necesidad de importar crudos livianos y pesados para cumplir con los requerimientos de las refinerías.

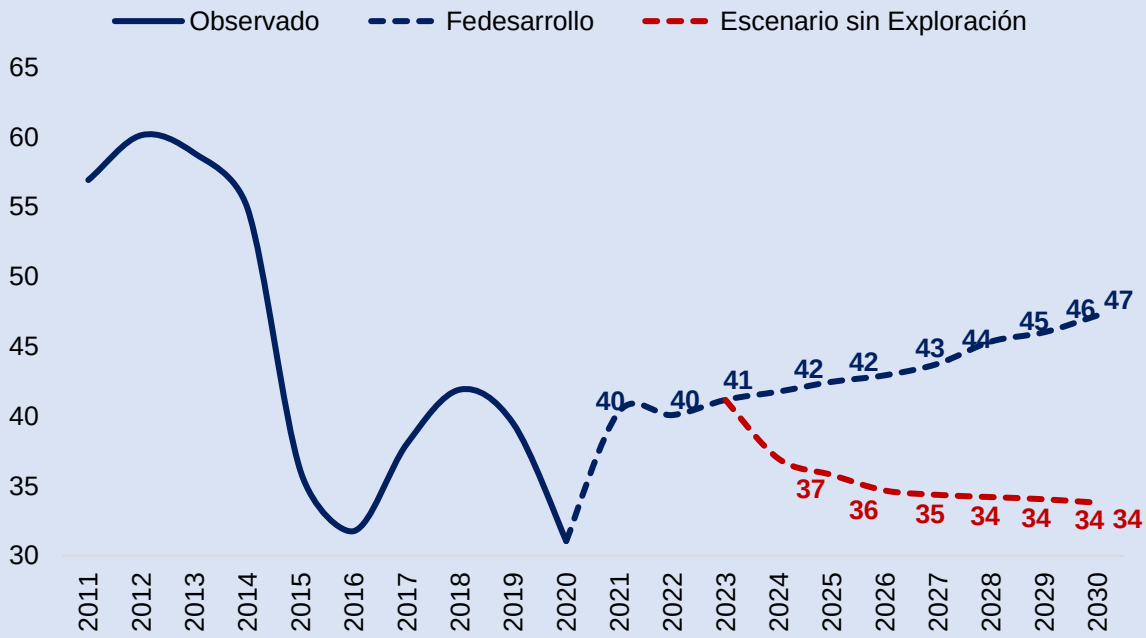
Gráfico R1.1 Producción de petróleo (2011-2030)
(Miles de barriles por día (KBPD))



Fuente: ANH, UPME. Cálculos Fedesarrollo.

Por otro lado, una menor producción del *commodity* implicaría que el sector externo experimentaría impactos negativos por la reducción en las exportaciones de petróleo, las cuales corresponden al 42,9% de las exportaciones totales. Por lo tanto, como indica el **Gráfico R1.2,** la caída mínima promedio en las exportaciones totales sería del orden de 8 mil millones de dólares promedio anual entre 2023 y 2030, manteniendo todo lo demás constante. No obstante, en la medida que se reduce la producción, disminuyen aún más ventas externas. En este sentido, para 2026 se presentaría una caída de 8 mil millones de dólares, mientras que en 2030 las exportaciones caerían cerca de 13 mil millones con respecto al escenario base.

Gráfico R1.2. Exportaciones totales (2011-2030)
(Miles de millones de dólares FOB)



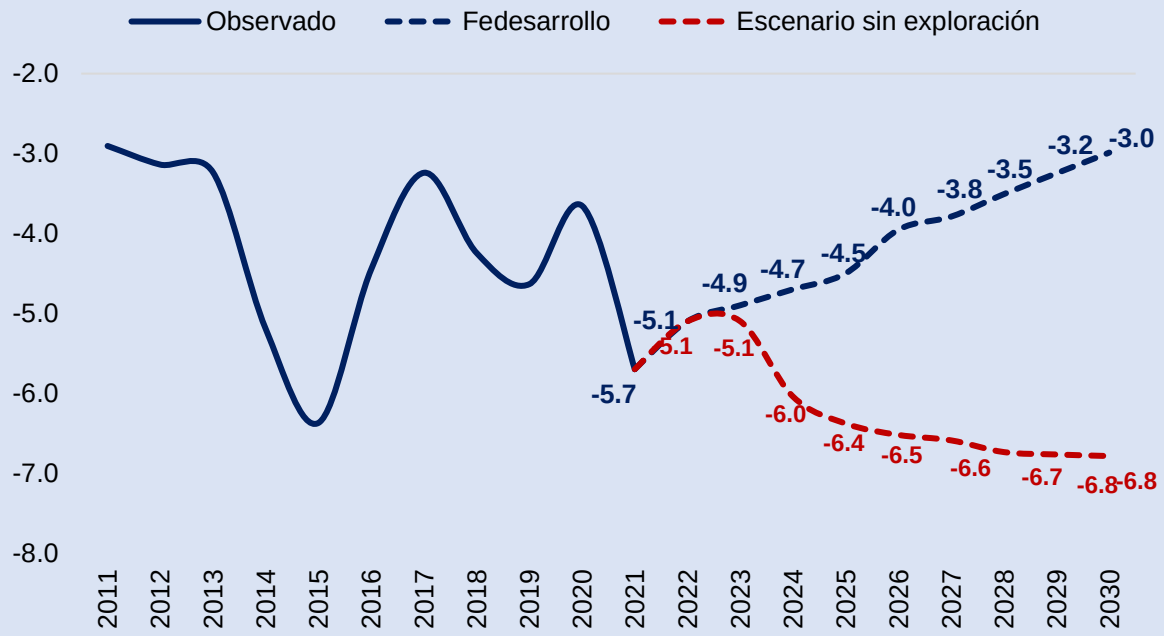
Fuente: DANE. Cálculos Fedesarrollo.

Por otro como, se calculó la sensibilidad de la producción de petróleo a las exportaciones totales en miles millones de dólares. Se estima que en promedio cuando la producción cae en 100 mil barriles, la exportaciones caen en 3,8 miles de millones de dólares, manteniendo todo lo demás constante.

Sumado a la caída en las exportaciones de petróleo, la reducción en la producción de petróleo tendría como consecuencia una disminución en la IED petrolera, la cual entre 2011 y 2020 promedió los 3.446 millones de dólares, correspondiendo a cerca del 26% de la IED total. Según lo anterior, estimamos que en un escenario sin más exploración de petróleo las empresas extranjeras se retirarían del país, generando una caída en la IED de mínimo 2.800 millones de dólares en promedio anual entre 2023 y 2030, manteniendo todo lo demás constante. Entre tanto, las importaciones se verían afectadas por dos vías. En primer lugar, se reduciría el ingreso disponible de los hogares y empresas; y, en segundo lugar, el menor flujo de divisas incrementaría el precio de los bienes y servicios importados. Como consecuencia de la reducción de las exportaciones, la IED y la afectación en las importaciones, estimamos que el balance de cuenta corriente se tornaría cada vez más

deficitario, promediando los 6,2% del PIB en esta década. Hacia el final del período, se presentarían los niveles más altos en el déficit de cuenta corriente en línea con el aumento de la importación de petróleo para hacer frente a la demanda de refinerías. Así, en 2027 se registraría un déficit de 6,6% del PIB, hasta ubicarse en 6,8% del PIB en 2030 (**Gráfico R1.3**).

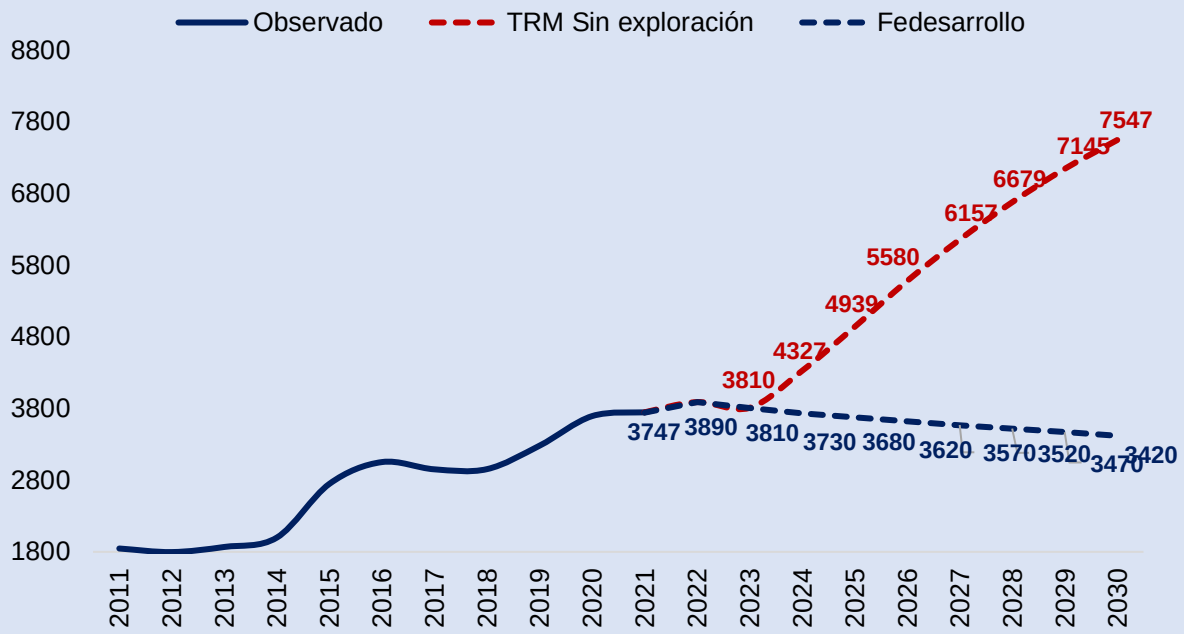
Gráfico R1.3. Cuenta corriente (2011-2030)
(% del PIB)



Fuente: DANE. Cálculos Fedesarrollo.

El tipo de cambio se verá afectado en este escenario debido a la menor entrada de dólares, producto de las menores exportaciones de petróleo, la caída inversión extranjera en el sector y una mayor aversión al riesgo de la economía colombiana. Aunque resulta imposible proyectar una trayectoria de la tasa de cambio tomando en cuenta el conjunto de determinantes comerciales y financieros, en el escenario mencionado, se simula un impacto mediante el supuesto de que el efecto de esta reducción de los ingresos en dólares será un deterioro de la percepción del riesgo país, en el mediano plazo. Por medio de un análisis de regresión, se estima la sensibilidad de las exportaciones en Miles millones de dólares a la tasa de cambio, y se encuentra que por cada mil millón de dólares que caigan las exportaciones de petróleo, el tipo de cambio se deprecia en promedio $280,8, manteniendo todo lo demás constante. Por lo cual, ante un cese en la exploración de petróleo, se experimentaría una senda de depreciación del peso frente al dólar, a partir del año 2023, llegando a niveles de los $7.547 pesos por dólar en el año 2030, manteniendo constantes todos los demás factores que podrían influir en el tipo de cambio. (Gráfico R1.4)

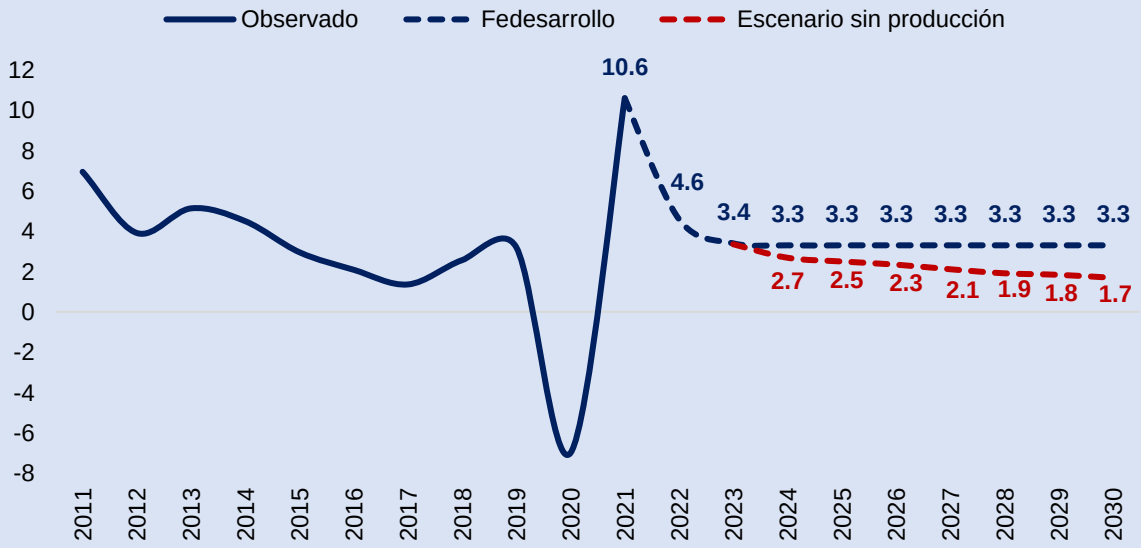
Gráfico R1.4. Tipo de cambio (2011-2030)
(Pesos por dólares)



Fuente: Bloomberg. Cálculos Fedesarrollo

Por el lado del crecimiento económico, la economía se expandiría a un menor ritmo con respecto al escenario base. Por un lado, el valor agregado del sector de hidrocarburos perdería cerca de 1,6% de participación en el PIB real vía menor producción de petróleo. Además, la reducción de las exportaciones y la inversión redundaría en un menor dinamismo desde el enfoque del gasto, sumado al impacto negativo en los otros sectores de la economía a través de los encadenamientos productivos y la generación de cerca de 161 mil empleos, implicando así un menor nivel de ingreso de los hogares y, por ende, una moderación en el consumo. En este sentido, el Producto Interno Bruto no crecería a un ritmo promedio de 3,3% real entre 2022 y 2030, sino que lo haría a una tasa del 2,3%, viéndose afectado principalmente en la última parte de la década (Gráfico R1.5).

Gráfico R1.*5*. Crecimiento del Producto Interno Bruto real (2011-2030)
(Variación, %)

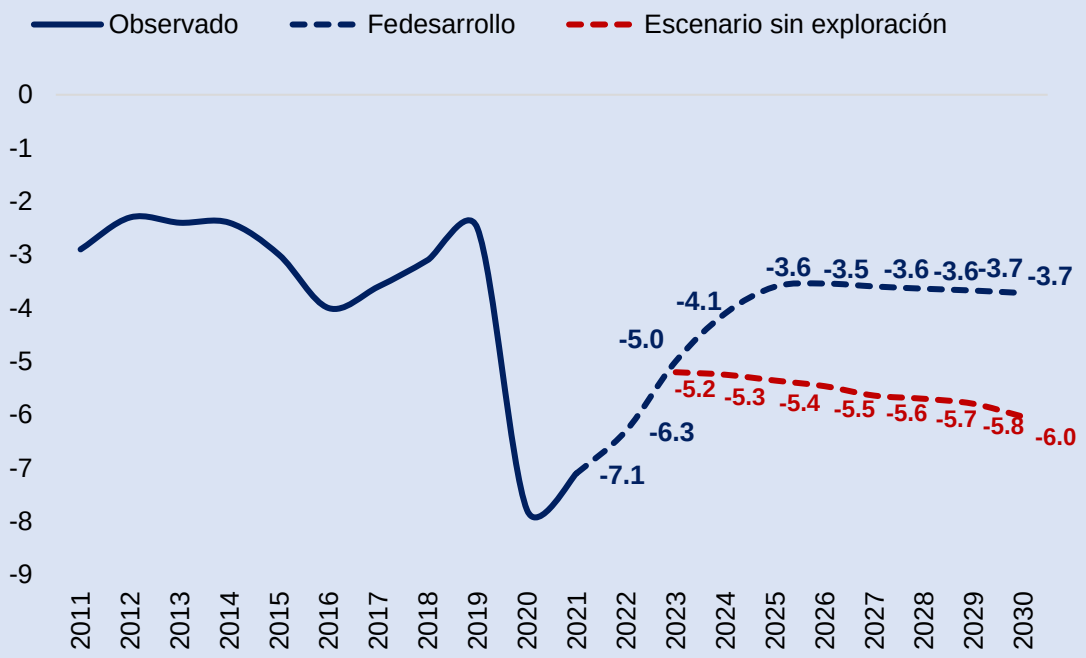


Fuente: DANE. Cálculos Fedesarrollo.

En el frente fiscal, la caída en la producción de crudo tendría efectos directos sobre los ingresos petroleros del GNC. Estimamos que la reducción de estos ingresos sería en promedio 15,9 billones de pesos entre 2023 y 2030, teniendo en cuenta el menor giro de dividendos de Ecopetrol y la disminución en el pago de impuestos petroleros. Según lo anterior, el **Gráfico R1.6** muestra que el déficit aumentaría en promedio 1,7 pps con respecto al escenario base en el período comprendido entre 2023 y 2030. El mayor efecto de este choque comenzaría a verse a partir de 2026, cuando el efecto de la caída en la producción respecto al año base se vuelve lo suficientemente importante como para generar una ampliación del déficit fiscal que llegaría hasta un 5,1% del PIB en 2030. Asimismo, en vista del incremento del déficit fiscal durante la próxima década, la deuda bruta tendría también un comportamiento alcista, llegando a un nivel del 78,6% del PIB en 2030, 13,1pps por encima del escenario base para ese año expuesto en secciones anteriores. La apertura del déficit y el comportamiento explosivo de la deuda en el largo plazo representan un riesgo importante sobre las cuentas fiscales del país, especialmente luego de la crisis del Covid-19 que incrementó la vulnerabilidad de las finanzas públicas colombianas. **(Gráfico R1.7)**.

Gráfico R1.6. Balance Total GNC (2011-2030)

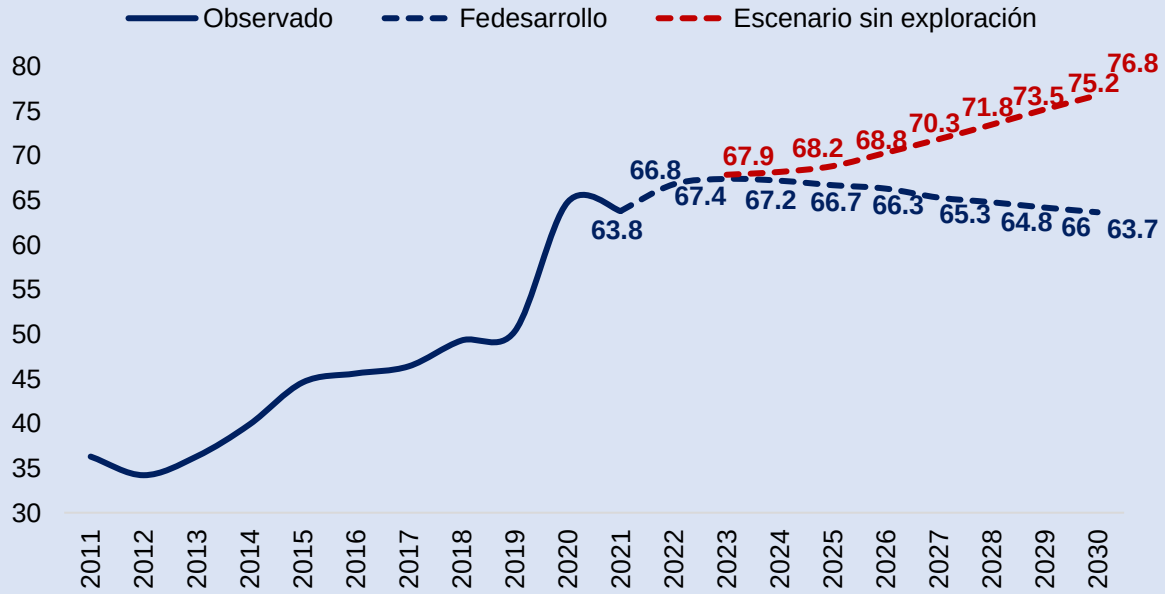
(% del PIB)



Fuente: MHCP. Cálculos Fedesarrollo

Gráfico R1.7. Deuda Bruta GNC (2011-2030)

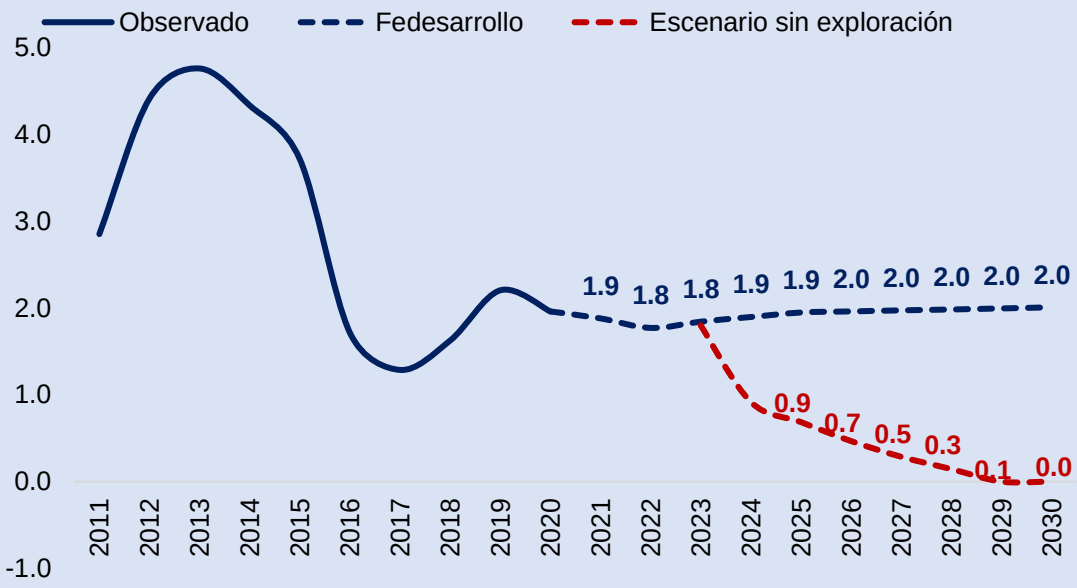
(% del PIB)



Fuente: MHCP. Cálculos Fedesarrollo.

De igual manera, las regalías por hidrocarburos también tendrían un efecto negativo, donde no solamente se afectarían los ingresos por parte de los departamentos y municipios productores, sino también los recursos para la inversión regional y la disminución de la pobreza en los municipios más vulnerables. En este sentido, los recursos por regalías caerían en cerca de 11,3 miles de millones de dólares entre 2024 y 2030, es decir, 1,6 miles millones de dólares anuales promedio.

Gráfico R1.8 Regalías por hidrocarburos (2011-2030)
(Miles de Millones de dólares)



Fuente: Cálculos Fedesarrollo

En conclusión, este ejercicio muestra las pérdidas que tendría el país si se precipitara una decisión de dejar de explorar a partir de ahora, a pesar de haber demanda externa. Se perdería la autosuficiencia de crudo y habría que importar petróleo para cargar las refinerías nacionales. Se estaría prescindiendo de recursos que son determinantes para la inversión, tanto nacional como regional, centrales para el crecimiento de la economía y del empleo. En el ámbito externo, las exportaciones y la IED caerían significativamente, traduciéndose en un déficit comercial mayor, comprometiendo a la vez su financiación, y llevando a un tipo de cambio cada vez mayor. [24]

Retos del sector petrolero en el mediano plazo

El sector de hidrocarburos en general y Ecopetrol, en particular, enfrentan un entorno de grandes cambios en esta década. De esta manera, existen factores que refuerzan la importancia del grupo en el sector minero-energético y en la economía colombiana y tendencias que la podrían debilitar.

Transición energética

[24] Un impacto adicional será la pérdida de valor de la empresa Ecopetrol, al ver limitado su crecimiento de manera súbita.

El proceso de transición energética mundial está en curso y busca pasar de un sistema caracterizado por la preeminencia del consumo de combustibles fósiles hacia matrices energéticas con una mayor participación de energías renovables convencionales y no convencionales. Este proceso ha tenido el impulso del Acuerdo de París, que llevó a los países signatarios a implementar políticas de producción y consumo para alcanzar las metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, a 2030, necesarias para detener el calentamiento global (Martínez,2021).

En el horizonte de entre 10 y 20 años, la dinámica del mercado mundial se caracteriza por los cambios de las preferencias de los consumidores, los avances tecnológicos, las nuevas políticas públicas y la transición energética. Esta última tiene efectos en el sector extractivo del país, en la dinámica de sus exportaciones de petróleo y carbón. Las política energética y ambiental de Colombia incidirán también en la actividad de las empresas del sector, a través de instrumentos como la eliminación de los subsidios al consumo de los combustibles líquidos de uso automotor, la imposición de tributos como el impuesto al carbono o los estímulos a la inversión en las energías renovables no convencionales y en ciencia, tecnología e innovación, entre otros.

Los cambios en la demanda mundial de combustibles fósiles que resultan de la transición energética se traducen para Colombia en riesgos macroeconómicos, sectoriales y regionales que deben ser identificados y mitigados. Los riesgos relacionados con la pérdida del dinamismo de la demanda internacional pueden llevar a la reducción sustancial de estas contribuciones en el mediano plazo, a la destrucción del capital invertido o a la pérdida del valor de mercado de las empresas, y al debilitamiento de los eslabones de la cadena de producción y de sus multiplicadores en la estructura productiva colombiana. (Martínez, 2021).

Países como Colombia, que dependen en buena medida de las exportaciones de petróleo, son tomadores de precios en esos mercados y requieren de la explotación de recursos naturales para financiar su desarrollo, deben producir hidrocarburos con menos carbono y aprovechar la ventana de oportunidad que aún les otorga la transición energética. Esto con el fin de aumentar la velocidad de extracción y evitar que un recurso estratégico y útil para financiar los programas sociales y de infraestructura se quede enterrado o pierda valor.

Las rentas petroleras y mineras deben contribuir a la financiación de la transición energética. Los programas de sustitución de leña, de cobertura de las regiones no interconectadas, de eficiencia energética, de investigación e innovación y los planes para la reconversión laboral y la generación de oportunidades de ingreso y ocupación en las regiones que se verán afectadas por la transición, pueden ser financiadas con regalías o con ingresos del gobierno nacional que provengan del sector extractivo.

El país debe entonces reconocer ese entorno internacional, ajustar su propia estrategia comercial de combustibles fósiles y prepararse mediante la construcción de otras capacidades de exportación, la diversificación de la estructura productiva de los departamentos dependientes de la producción de petróleo, la constitución de fondos para la compensación y la reconversión de empresas y trabajadores afectados por la transición, junto con la implementación de las estrategias de Ecopetrol en cuanto a eficiencia de todas sus operaciones, en especial en E&P, el *core* de su actividad, la descarbonización, la diversificación y la incursión en negocios de energía sostenible.

Presión fiscal

Como resultado de la pandemia del Covid-19, en 2020 las finanzas públicas del país sufrieron un deterioro sustancial. El déficit fiscal se amplió hasta un 7,8% del PIB y el nivel de deuda pública alcanzó máximos históricos (64,7% del PIB). En el corto y mediano plazo, la situación fiscal enfrenta riesgos relacionados con las mayores presiones de gasto en las que el Gobierno tendrá que incurrir para apoyar la reactivación económica y garantizar condiciones sociales óptimas para la población más vulnerable del país.

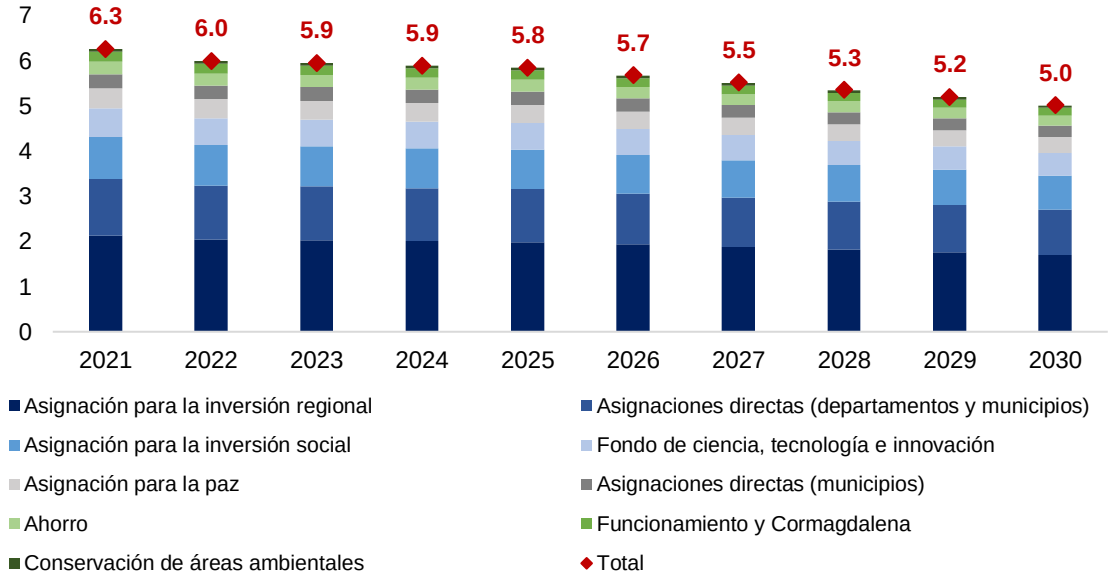
En un contexto aún complejo para las finanzas públicas, se espera que haya una ampliación del déficit fiscal en 2021 en torno al 9,0% del PIB, así como un incremento de la deuda hasta niveles de 67,1% del PIB. Lo anterior se traduce en una vulnerabilidad fiscal del país, que requerirá un ajuste en sus finanzas al mismo tiempo que desmonta, de manera gradual, el gasto extraordinario asumido por cuenta de la crisis sanitaria. En línea con esto, con el fin de garantizar la sostenibilidad fiscal en el mediano plazo se necesitará de la implementación de reformas estructurales que generen ingresos permanentes para el Gobierno, ya que las formas transitorias de financiación del déficit tales como la estrategia de optimización de activos de la nación y mayores impuestos sobre las empresas, no serán suficientes para mitigar todos los riesgos. Adicionalmente, se resalta la importancia de los ingresos provenientes de la renta petrolera del país, que, como se mencionó anteriormente, promediarían el 1,0% del PIB en la próxima década y representarán cerca del 5% de los ingresos totales del Gobierno nacional.

Por el lado de los ingresos de las entidades territoriales, las regalías seguirían siendo una fuente de recursos importante para el desarrollo y ejecución de proyectos de inversión en los distintos departamentos del país. Tomando como referencia la metodología para calcular el monto de las regalías petroleras del DNP (2007), junto con las proyecciones de Fedesarrollo 2021-2030 de producción y precio del petróleo Brent de Colombia, la tasa de cambio promedio (pesos por dólar estadounidense) y el Índice de Precios al Consumidor (IPC), se espera que las regalías promedien los 5,7 billones de pesos (constantes de 2019) hasta 2030.

Los recursos percibidos continuarían aportando a las finanzas de los departamentos y municipios productores y no productores, si se dan los supuestos de producción y precios. Por un lado, con la entrada en vigor de la Ley 2056 de 2020, las regiones productoras tendrán una mayor disponibilidad de recursos por concepto de asignación directa, como resultado del incremento en el porcentaje de este rubro respecto de la normativa anterior. De otro lado, las regiones no productoras también se verán beneficiadas por las asignaciones para la inversión social y regional, que implicarán un impacto positivo en el desarrollo económico, especialmente en los municipios más pobres del país.

Gráfico 18. Estimación de regalías por hidrocarburos (2021-2030)

(Billones de pesos de 2019)



Fuente: Cálculos Fedesarrollo.

5. Conclusiones

Ecopetrol ha contribuido a lo largo de sus 70 años al abastecimiento de combustibles del país, a su seguridad energética, a la balanza de pagos y a las finanzas públicas en los niveles nacional y territorial y continuará haciéndolo en las próximas décadas.

La realidad del mercado mundial de hidrocarburos, impactado por las políticas de control del calentamiento global y por los cambios en las preferencias de los consumidores y las decisiones de los inversionistas, ha llevado a la empresa y al grupo empresarial al que pertenece a poner en el centro de su visión estratégica la transición energética.

El Grupo Ecopetrol se ha planteado cuatro retos para, sin abandonar el centro de su actividad en la cadena de hidrocarburos, responder a las exigencias del mercado y prepararse para el futuro. El primero consiste en elevar la eficiencia y la competitividad de sus operaciones petroleras. El segundo busca diversificar su portafolio de negocios considerando tres oportunidades: la primera, dentro de la cadena de valor del Oil & Gas dando impulso a la participación del gas natural en su portafolio; la segunda incluye la expansión en el sector eléctrico en transmisión, cuyo primer paso es la compra de la participación accionaria en ISA, y la creciente autogeneración eléctrica. La tercera es la oportunidad que crea la transición energética en campos como el de las Soluciones Naturales del Clima (SNC), el hidrógeno y a la captura, uso y secuestro de carbono, CCUS.

El tercer reto es el de la descarbonización de las operaciones, con una meta de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, a 2030 y lograr en la carbono-neutralidad en 2050. El cuarto se llama SosTECnibilidad y es el modelo para generar valor compartido con sus grupos de interés, ajustado a las nuevas demandas de los inversionistas, las comunidades y los trabajadores, entre otros. En el modelo, los objetivos ambientales,

sociales y de gobernanza (ESG) se apalancan en la tecnología (TESG) para poder incrementar la competitividad de Ecopetrol y acelerar la consecución de las metas.

Sin duda, el cambio cultural es parte fundamental para poder alcanzar estos nuevos objetivos y preparar a la organización, no solamente para la nueva forma de producir hidrocarburos descarbonizados y más competitivos, sino para hacer frente a los grandes retos que presenta la Transición Energética, como son la diversificación del portafolio de negocios y la adaptabilidad a los grandes cambios del entorno.

En su Plan de negocios 2021-2030 asigna presupuesto de inversiones a los diferentes objetivos estratégicos, concentrando la mayor parte de ellas en la exploración y producción de hidrocarburos, sin descuidar los proyectos de descarbonización, diversificación del portafolio y en la innovación.

El mercado mundial de energéticos y la demanda nacional de hidrocarburos y productos derivados deberán ser objeto de seguimiento permanente para establecer la necesidad de ajuste de las diferentes proyecciones. Además de los precios internacionales del petróleo, el gas natural y los combustibles líquidos de uso automotor, revisten particular interés las demandas de gas natural, GLP, gasolina y diésel en el mercado interno.

Si el país suspendiera la exploración de hidrocarburos a partir de 2023, la producción de crudo caería 74% en 2030, habría que importar crudo para cargar las refinerías desde 2027, las exportaciones totales del país caerían de USD 50.000 millones a USD 40.000 millones en 2030, caería la inversión extranjera directa USD 2.800 promedio anual, entre 2023 y 2030, aumentarían las importaciones y la balanza de cuenta corriente se tornaría cada vez más deficitaria, promediando el 5,6% del PIB hasta final de la década. El PIB nacional no crecería a un ritmo promedio de 3,3% real entre 2022 y 2030, sino que lo haría a una tasa de 2,8% debido a la pérdida de valor agregado del sector de hidrocarburos. Los ingresos del GNC caerían en promedio $15,9 billones promedio anual debido a la reducción de los impuestos del sector y de los dividendos de Ecopetrol; aumentaría el déficit fiscal hasta un 5,1% del PIB en 2030 y la trayectoria de la deuda bruta sería explosiva. Por último, la caída de las regalías de USD 6,7 mil millones entre 2024 y 2030 limitaría los recursos para la inversión regional y la disminución de la pobreza en los municipios más vulnerables e incluso, como se ha dicho la financiación para la transición energética.

Desde la perspectiva país, se espera que el sector petrolero continúe aportando a la balanza comercial mediante las exportaciones de crudo y a los ingresos del gobierno central, así como a las finanzas de las entidades territoriales y los efectos multiplicadores de las inversiones del Grupo Ecopetrol y de otras petroleras en Colombia. Sin embargo, es claro que ese aporte podrá ir disminuyendo en función de los cambios en la demanda mundial de hidrocarburos y de la capacidad de mantener la competitividad del producto colombiano, en especial a partir de 2030.

6. Anexo

Política pública para alcanzar las nuevas NDC de Colombia en los sectores de minas y energía y en el sector transporte. Planes Integrales de Gestión del Cambio Climático PIGCC

a. Sector de minas y energía

Para este sector los componentes de la política pública son: i) Mitigación ii) Adaptación y iii) gobernanza, el cual funciona como un componente transversal. Así mismo dentro del segundo componente se definen las siguientes líneas estratégicas:

- Infraestructura resiliente, incorporando gestión de riego por desastres
- Planeación del funcionamiento del sector
- Gestión del entorno
- Información para la adaptación, con el fin de reducir la incertidumbre

El primer componente – Mitigación – propone metas de reducción de emisiones de GEI, mediante varias líneas de acción para contribuir con una reducción de 11.2 millones de toneladas de CO2eq. Esta meta no fue ajustada cuando se elevó el compromiso del país de reducir 51% las emisiones GEI en 2030. El Ministerio de Minas y Energía propuso 4 líneas que permitirán hacer frente al cambio climático y contribuir con la reducción de emisiones, así:

Cuadro 5. *Compromisos de mitigación del sector minero-energético según sus líneas estratégicas*

Línea estratégica	**Potencial de reducción de emisiones de GEI en 2030 (MtonCO2-eq)**
Eficiencia energética	1.21
Generación de electricidad	4.74
Gestión de la demanda	2.01
Emisiones fugitivas	3.24
Compromisos totales de mitigación Reducción de emisiones GEI	**11.2**

Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2018

Primera línea - eficiencia energética: en este punto se busca básicamente optimizar el uso de la energía para usarla de forma costo-efectiva, sin afectar las condiciones del mercado eléctrico o la confiabilidad en la prestación del servicio, este objetivo se logra mediante i) el fortalecimiento del programa de uso racional y eficiente de energía (PROURE) y ii) gestionando la oferta. Esto implica:

- Incorporar el PROURE en las metas y estrategias de la industria energética, minera y de hidrocarburos. Impulsando las acciones y objetivos de este plan, junto con sus respectivos porcentajes de mejora energética en estos sectores,
- Optimizar el despacho de energía para promover la eficiencia, de tal forma que las centrales reduzcan sus emisiones de GEI, sin afectar las condiciones del mercado eléctrico.

Segunda línea – Generación de energía: El objetivo principal es diversificar la matriz energética mediante el aumento de la contribución de las fuentes de energía renovable no convencionales, la promoción de la autogeneración de energía y la atención a zonas no interconectadas. Para esto último, las acciones apuntan a desarrollar nuevas soluciones costo-eficientes que permitan producir energía sostenible, con menos emisiones, y dar mayor cobertura en zonas lejanas.

Tercera línea – gestión activa de la demanda: El principal objetivo de mecanismo consiste en reducir la diferencia del consumo en horas pico y valle, de tal forma que se gestione la energía provista en horas valle a partir de fuentes con cero emisiones. Como segunda fase se plantea la misma fuente de generación para las horas pico, pero incluyendo redes inteligentes y tarifas dinámicas.

Cuarta línea – emisiones fugitivas: Finalmente, esta cuarta línea promueve estrategias para una adecuada gestión de las emisiones fugitivas producto de la explotación de hidrocarburos, las acciones consideradas para mitigar este efecto son:

- La generación de información sobre la generación de emisiones fugitivas, lo cual permitirá definir puntos de partida, el potencial de la reducción y el mantenimiento de los procesos de extracción

- Regular las emisiones fugitivas mediante un conjunto de medidas que tienen como finalidad monitorear y controlar la incertidumbre de la mitigación de estas emisiones.

b. Sector transporte

Para este sector se plantea una visión al año 2040 en la cual se implementen acciones de mitigación y adaptación tanto en vehículos como en infraestructura vial, promoviendo modos de transporte compatibles con el clima, generando así oportunidades de desarrollo, competitividad y crecimiento sectorial. Se menciona que el aumento e intensidad de fenómenos climáticos, como inundaciones y sequías, puede disminuir la productividad de este sector.

Las estrategias sectoriales se enfocan principalmente en los mecanismos de mitigación y adaptación que permitan planificar, diseñar, y administrar el mantenimiento de vías y medios de movilidad terrestres, fluviales y aéreos. También se plantean alternativas de transporte público integrado con bajas emisiones junto con el uso de mecanismos no motorizados, tales como la bicicleta. Estos medios de transporte pueden ser favorecidos a través de carriles exclusivos. El objetivo de esta propuesta es mejorar la eficiencia del transporte de pasajeros y carga:

- Evitando viajes innecesarios en vehículos motorizados
- Fortaleciendo la intermodalidad y combinando medios de transporte público y privado
- Mejorando la eficiencia de los vehículos mediante la transición de equipos con motores a combustión a EV, vehículos eléctricos.

7. Referencias

ANH - Agencia Nacional de Hidrocarburos (2021). Histórico de Reservas de Hidrocarburos 2020.

BID. (2021). Transición energética de Colombia. Bogotá: BID - MinEnergia.

BP PLC. (2020). BP Energy Outlook 2020 2 edition. BP Energy Outlook.

Departamento Nacional de Planeación. (2007). Actualización de la cartilla: “Las Regalías en Colombia”.

ECOPETROL S.A. (2021). Actualizando plan de negocios 2021-2023. En presentación ppt Resultados operativos y financieros. Cuarto trimestre y cierre 2020. 25 de febrero.

EIA. (2021). Annual Energy Outlook 2021 with projections to 2050. Washington: U.S. Energy Information Administration.

EIA - U.S. Energy Information Administration (2019). International Energy Outlook 2019.

EIA - U.S. Energy Information Administration (2021). Energy Outlook 2021.

Comisión Europea (2021) Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del consejo, por el que se establece un mecanismo de ajuste en frontera por carbono.

Fedesarrollo. (2021). Descifrar el futuro. La economía colombiana en los próximos diez años. Bogotá: Penguin Colombia, 672 p.

IEA. International Energy Agency. (2019). World Energy Outlook.

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

IEA. (2021) World Energy Outlook, October.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change (2021). Climate Change 2021. The Physical Science Basis. Summary for Policymakers.

Melo-Becerra, L., Ramos-Forero, J., Parrado-Galvis, L., & Zárate-Solano, H. (2016). Bonanzas y crisis de la actividad petrolera y su efecto sobre la economía colombiana. Banco de la República.

Martinez, A. (2018). Estudio sobre el impacto de la actividad petrolera en las regiones productoras de Colombia. Caracterización departamental. Departamento de Santander. Fedesarrollo.

Martínez, A. (2021). La transición energética y los retos del sector energético en Colombia, 2020-2030. En Fedesarrollo, (2021). Descifrar el futuro. La economía colombiana en los próximos diez años. Penguin Random House: Bogotá.

Martinez, A. y M. Delgado. (2018). Estudio sobre el impacto de la actividad petrolera en las regiones productoras de Colombia. Caracterización departamental. Departamentos del Meta, Putumayo, Casanare y Arauca. Fedesarrollo

Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible (2020b) Portafolio de metas de adaptación al cambio climático. Contribución determinada a nivel nacional (NDC) de Colombia, 2020. Bogotá: Minambiente.

Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2021). Marco Fiscal de Mediano Plazo, 2021. Junio. Colombia.

Ministerio de Minas y Energía (2018). Plan Integral de gestión del cambio climático/sector minero energético. Bogotá: Minenergía.

Shell. (2018). Shell scenarios SKY - meeting the goals of the Paris agreement. Shell - sky scenario.

Stern, N. (2006). Stern Review on the Economics of Climate Change.

Suescún, R. & Steiner, R. (2017). Un modelo de equilibrio general dinámico para la evaluación de la política económica en Colombia. Bogotá: Fedesarrollo

Toro, J., Garavito, A., López, D., & Montes, E. (2015). El choque petrolero y sus implicaciones en la economía colombiana. Banco de la República.

Valencia, O.et al (2019). Oil Price on Colombia's Central Government Oil Income. Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

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

UPME. (2020). Plan Energético Nacional 2020-2050. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía.

UPME-Unidad de Planeación Minero – Energética (2020). Plan indicativo de abastecimiento de combustibles líquidos – Versión de abril de 2020.

WEO - World Economic Outlook. (2021). Fault lines widen in the global recovery. FMI.

World Bank. (April 2021). Pink Sheet - Commodity Markets. Washington: World Bank Group.



Fedesarrollo
Calle 78 # 9 - 91, Bogotá, Colombia.
Teléfono: (571) 3259777
@Fedesarrollo