

PUNTO DE VISTA

Nº 8
2021

Hidrocarburos en Latinoamérica:

retos para superar
la dependencia

- Carlos Monge
- Juliana Peña Niño
- Carlos Arze Vargas
- Julio López Peña, Josué Veloz
y Erik Camelos

¿Qué hacemos con el petróleo en América Latina y el Caribe? Perspectivas y dilemas en el escenario post crisis COVID-19

Colombia: situación actual y perspectivas del sector de hidrocarburos en el marco de la pandemia COVID-19

Bolivia: situación y perspectivas del sector hidrocarburos

Ecuador: un análisis de la dependencia petrolera y sus retos en el contexto actual de la pandemia por COVID-19

rlie

RED LATINOAMERICANA
SOBRE LAS
INDUSTRIAS EXTRACTIVAS

PUNTO VISTA

Hidrocarburos en Latinoamérica:

retos para superar la dependencia

Revista Punto de Vista N° 8

Marzo de 2021

© Red Latinoamericana sobre las Industrias Extractivas - RLIE

Institución coordinadora RLIE 2020-2021: Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario – CEDLA

Achumani, Calle 11 N° 100

entre Av. García Lanza y Av. Alexander

Telf. (591 2) 2794740 – 2799848

Casilla postal: 8630

rlie@cedla.org

www.redextractivas.org

www.cedla.org

La Paz, Bolivia

Organizaciones integrantes de la RLIE:

CEDLA (Bolivia), Fundación Jubileo (Bolivia), IBASE (Brasil), Fundación Terram (Chile), Foro Nacional por Colombia (Colombia), CDES (Ecuador), Grupo Faro (Ecuador), Centro Fundar (México), Grupo Propuesta Ciudadana (Perú), DAR (Perú), CooperAcción (Perú), CONGCOOP (Guatemala).

Colaboradores:

Natural Resource Governance Institute - NRGi

Director Ejecutivo CEDLA:

Javier Gómez Aguilar

Coordinación:

CEDLA

Producción editorial:

Unidad de Comunicación y Gestión de Información - CEDLA

Corrección de estilo y edición:

Iván Barba

Diseño y diagramación:

Gonzalo Alfaro

Oscar Claros

Fotografía de tapa:

Pan demin

ISSN 2788-8371

Primera edición, marzo 2021

La Paz, Bolivia

Los artículos de la presente edición son de entera responsabilidad de los autores.

Índice

Presentación	5
¿Qué hacemos con el petróleo en América Latina y el Caribe? Perspectivas y dilemas en el escenario post crisis COVID-19 <i>Carlos Monge, NRGi</i>	7
Colombia: situación actual y perspectivas del sector de hidrocarburos en el marco de la pandemia COVID-19 <i>Juliana Peña Niño, Foro Nacional por Colombia</i>	19
Bolivia: situación y perspectivas del sector hidrocarburos <i>Carlos Arze Vargas, CEDLA</i>	43
Ecuador: un análisis de la dependencia petrolera y sus retos en el contexto actual de la pandemia por COVID-19 <i>Julio López Peña, Josué Veloz y Erik Camelos, Grupo FARO</i>	75

Presentación

En 2020, la reciente crisis del petróleo, sumada al impacto de la pandemia global, ha hecho evidente la vulnerabilidad de varios países productores de hidrocarburos en América Latina. Hay situaciones preocupantes, como las de Venezuela, Ecuador y Bolivia, con marcada dependencia fiscal y endeudamiento. En el caso mexicano, hay una fuerte apuesta por fortalecer la empresa petrolera estatal, Pemex; hoy en día, la empresa petrolera más endeudada del mundo.

Los pronósticos para el corto y mediano plazo muestran un panorama sombrío para el sector de hidrocarburos, por la reducción en la demanda ocasionada por la paralización de actividades y la recesión económica. De forma simultánea, la crisis económica hace más urgente incrementar las rentas para financiar la recuperación, por lo que los países buscan ampliar la producción de petróleo y gas. Los problemas de la demanda y oferta del petróleo repercuten en las decisiones de inversión, tanto para sostener las operaciones actuales como de nuevas inversiones en exploración. Esto puede suscitar competencia entre países para atraer inversiones obligándolos a flexibilizar el régimen fiscal y los estándares ambientales. Por su parte, las empresas estatales enfrentan grandes tensiones para sostener los niveles de producción con menos ingresos y reducción de inversiones de explotación y exploración. Al mismo tiempo, financieramente, enfrentan la reducción del flujo de caja y el aumento de la deuda, lo cual tendrá un impacto en las utilidades y, finalmente, su aporte a las finanzas públicas.

América Latina no ha logrado modificar su perfil primario exportador. La dependencia de las exportaciones de recursos naturales y la falta de diversificación de sus economías continúa siendo la mayor debilidad estructural a pesar de que es un tema recurrente en la discusión de políticas desde hace décadas. Los intentos de algunos países para implementar estrategias de transformación estructural, como la sustitución de importaciones o el fomento a los sectores exportadores, ha tenido resultados de dudoso impacto.

En este contexto, la Red Latinoamericana sobre las Industrias Extractivas (RLIE) y el Natural Resource Governance Institute (NRGI) han impulsado, a fines de 2020, el seminario virtual “Hidrocarburos en Latinoamérica: retos para superar la dependencia”, que tuvo el propósito de: discutir la situación y las perspectivas de la industria del petróleo y gas en el contexto del COVID-19 en los países de América Latina; analizar el alcance y las características de la dependencia (económica, política) de los hidrocarburos en distintos países de la región; y analizar los planteamientos más recientes y las experiencias de los países de América Latina en alternativas de políticas orientadas a superar la dependencia de las exportaciones de hidrocarburos.

El debate, información y análisis generado en el seminario virtual proporcionó elementos que aportan a comprender la situación y las perspectivas del sector de hidrocarburos, como también permite visualizar la profundización del patrón primario exportador como una vía de salida a la actual situación de crisis económica que se vive en América Latina. La RLIE, en el marco de su interés en generar debate entre diversos actores (multiactor), tiene el agrado de hacer el relanzamiento de su revista *Punto de Vista*, que busca aportar elementos para la reflexión y el debate sobre el futuro de los recursos naturales y sus políticas en perspectiva.

Javier Gómez Aguilar
Director Ejecutivo CEDLA
Institución coordinadora de la RLIE
2020-2021

¿Qué hacemos con el petróleo en América Latina y el Caribe? Perspectivas y dilemas en el escenario post crisis COVID-19

Carlos Monge
NRGI

La recesión global resultante de las cuarentenas nacionales y las restricciones al transporte internacional impuestas para frenar la expansión de la COVID-19 —a las que se sumaron la guerra de precios entre Rusia y la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)— han tenido un impacto muy fuerte sobre la demanda y los precios de los hidrocarburos en el mercado internacional. Como se puede observar en el gráfico 1, los precios del petróleo alcanzaron un pico superior a US\$ 100 por barril durante los primeros años de la década pasada, luego cayeron abruptamente entre 2014 y 2015, para recuperarse hacia 2019 a cerca de US\$ 70 por barril, y colapsar durante los primeros meses de 2020 a precios menores de US\$ 40 por barril.

El impacto de esta caída de la demanda y los precios internacionales sobre la producción de hidrocarburos en la región ha sido fuerte, como se puede observar en la tabla 1.

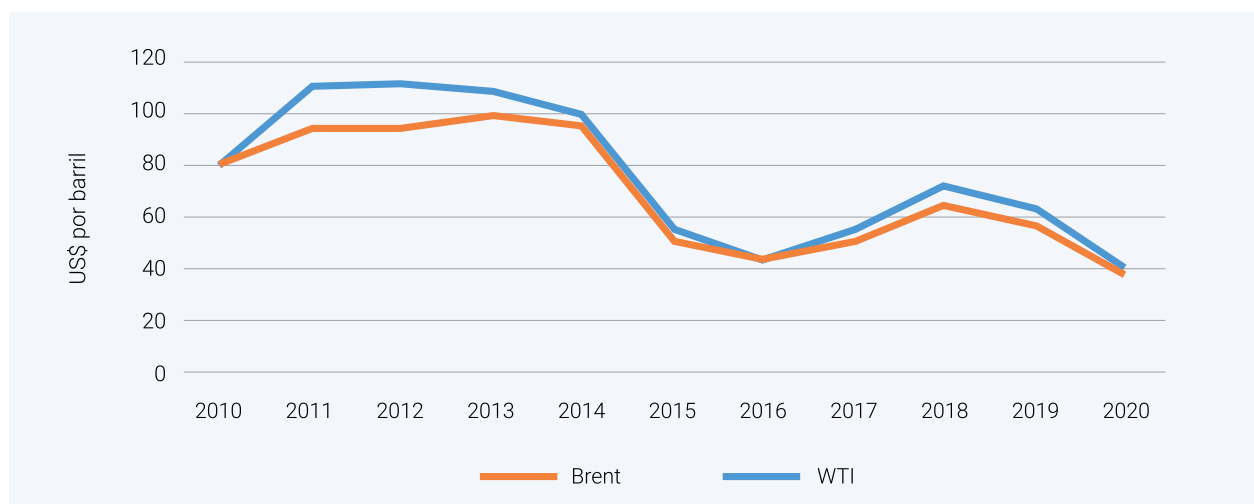
Más allá de la caída en la producción —y el correlativo descenso de los ingresos fiscales resultantes del pago de impuestos y de regalías por parte de empresas tanto privadas como estatales encargadas de la producción de petróleo y de gas—, esta caída en los precios de los mercados internacionales ha significado que, al presente, algunos proyectos y una parte de la producción petrolera de los territorios productores de la región no logren siquiera cubrir sus precios de equilibrio (tabla 2). El problema actual es que los precios del petróleo en los mercados internacionales apuntan a mantenerse por debajo de los US\$ 50 por barril hasta el año 2025.

En este escenario, las empresas y los Gobiernos discuten medidas para salvar al sector de la crisis, entre las que se mencionan postergar pagos de impuestos y de regalías, retrasar planes de inversión,

reducir costos de producción (en Colombia, el costo de transporte, por ejemplo), subsidiar temporalmente la producción (en Argentina, el barril criollo, por ejemplo), bajar las tasas de las regalías (como en Perú), y bajar los estándares y/o flexibilizar los procedimientos ambientales y los mecanismos de participación y de consulta (en Colombia y Perú, por ejemplo).

En algunos casos, medidas de corto plazo —como postergar pagos o modificar compromisos de inversión— pueden resultar razonables para evitar las crisis de abastecimiento energético, así como las crisis sociales que podrían resultar de una paralización abrupta y no prevista ni planeada de las actividades del sector.

Gráfico 1 Precios del petróleo (2010-2020)



Fuente: S&P <https://platform.marketintelligence.spglobal.com/web/client?auth=inherit#markets/CommoditiesEstimates>

Tabla 1 Producción de hidrocarburos (2020)

País	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20
México Petróleo mbd	1.724.233,00	1.729.301,00	1.746.794,00	1.726.600,00	1.642.000,00	1.616.246,00	1.604.651,00	
Colombia Petróleo mbd	887.890,00	872.716,00	833.573,00	796.164,00	732.276,00	729.905,00		
Colombia Gas mp3/d	1.116,30	1.143,30	1.057,20	827,10	938,80	1.096,30		
Perú Petróleo mbd+LGN mdb	146.234,71	151.488,21	122.860,65	119.607,97	110.530,00	114.077,00	123.381,00	119.820,00
Perú Gas mp3/d	1.211,72	1.249,77	903,31	790,18	845,92	832,78	1.346,10	1.298,66

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (México); Agencia Nacional de Hidrocarburos (Colombia); Perupetro (Perú).

Tabla 2 Porcentaje de la producción y los proyectos petroleros con precio de equilibrio sobre precio de venta (2020)

País / Territorio	% de la producción actual con precio de equilibrio sobre precio de venta (territorio)	% de actual producción con precio de equilibrio por encima de precio de venta
Brasil Atlántico	13,44	12,82
Brasil Noreste	2,17	0,05
Colombia Andes	3,94	0,86
Colombia Caribe	32,65	0,86
Colombia Orinoquía	18,65	14,08
México Yucatán	0,02	-
México Central	0,20	0,01
México Golfo	2,96	2,46
Perú Amazonía	30,40	15,42
Perú Costa Norte	10,76	2,03
Ecuador Amazonía	0,84	0,84
Guyana	-	-
Venezuela Este	46,35	10,02
Venezuela Oeste	72,98	15,78
Venezuela Orinoco	4,98	2,24

Fuente: Rystad Cube.

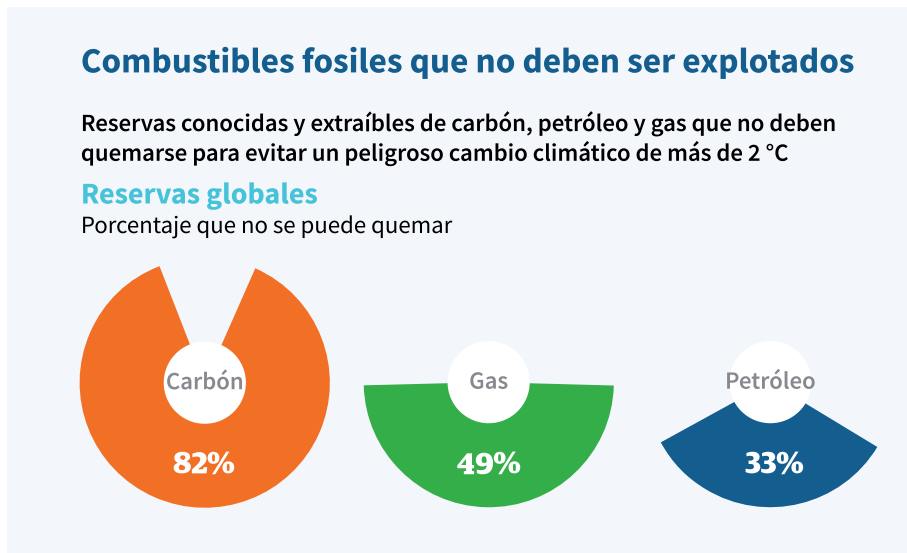
En contraste, lo que no resulta razonable es pensar en medidas permanentes de subsidio, en rebajar estándares o flexibilizar procedimientos ambientales y sociales para sostener a un sector que ya enfrenta su ocaso.

Sucede que el escenario de mediano y largo plazo de los hidrocarburos está marcado por la necesidad de dejar bajo tierra una parte importante de las reservas de petróleo, carbón y gas, con el propósito de evitar que el calentamiento del planeta llegue a

1,5 °C por encima de los niveles previos a la revolución industrial (gráfico 2).

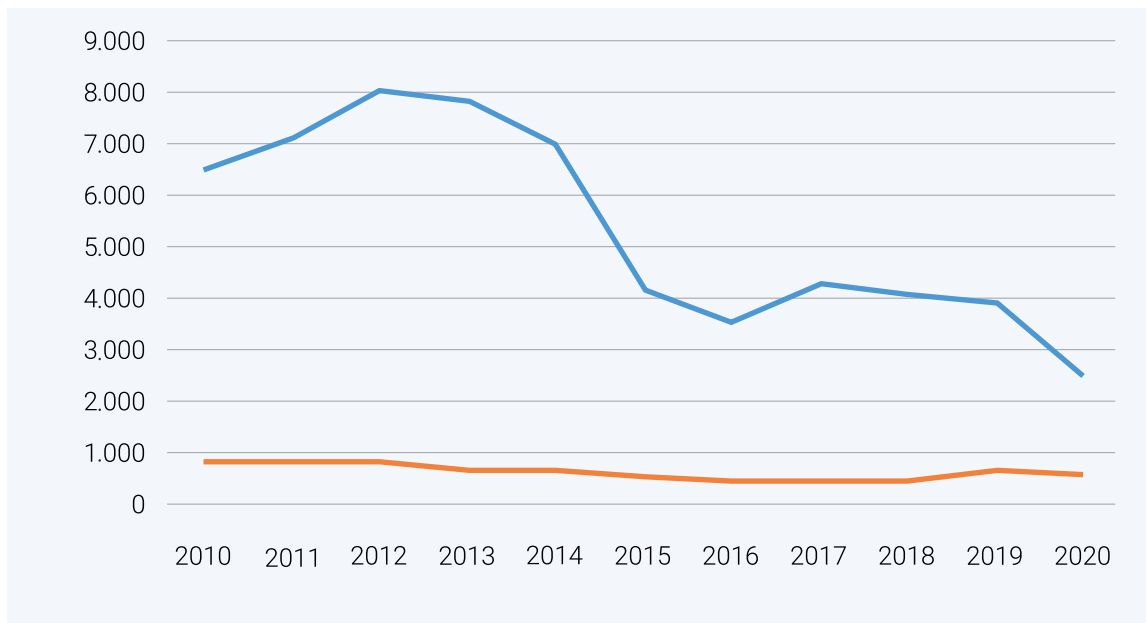
La dinámica propia del mercado energético apunta en esa dirección. Por ejemplo, ya se viene atravesando un declive sistemático de la inversión en exploración (gráfico 3), y desde el correspondiente sector empresarial se prevé una aceleración de la transición energética hacia el uso de fuentes limpias y sostenibles, con el consecuente declive tanto de la demanda como de los precios de los hidrocarburos (gráfico 4).

Gráfico 2 Recursos fósiles que deben quedar bajo tierra



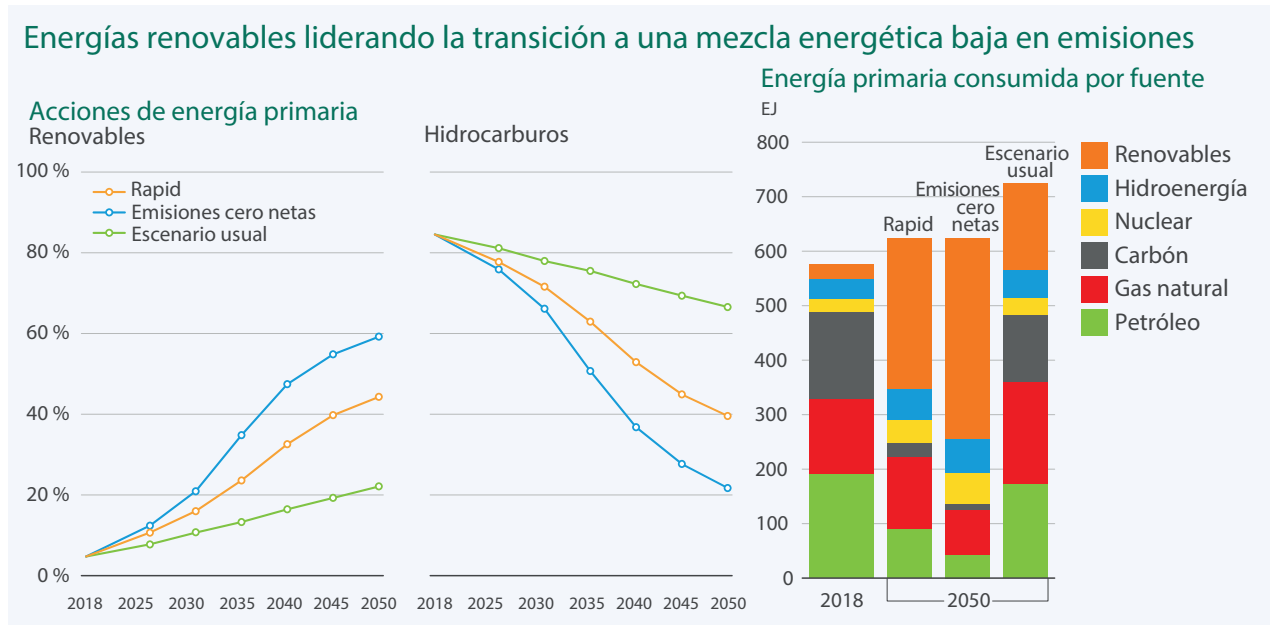
Fuente: <https://www.theguardian.com/environment/2015/jan/07/much-worlds-fossil-fuel-reserve-must-stay-buried-prevent-climate-change-study-says>.

Gráfico 3 Inversión en exploración por hidrocarburos (2010-2020)



Fuente: Rystad Cube.

Gráfico 4 Perspectivas de las energías en la transición energética (2018-2050)



Fuente: BP Energy Outlook, 2020.

En este marco, las mismas empresas petroleras se encuentran ya invirtiendo de manera significativa en energías limpias y sostenibles (como muestra la reciente adquisición realizada por la petrolera italiana ENI de 20% de las acciones del Dogger Bank Wind Farm, considerado el parque eólico marino más grande del mundo¹), lo que forma parte de una tendencia más amplia de empresas de este tipo que invierten desde ahora en las energías del futuro².

En este escenario de mediano y largo plazo, no tiene sentido subsidiar el consumo de combustibles fósiles, intensificando el calentamiento global, dilapidando recursos públicos escasos y desincentivando inversiones tanto públicas como privadas en energías limpias y sostenibles.

En cambio, resulta razonable impulsar una transición energética global y transiciones nacionales justas, incluyendo el impulso a procesos de diversificación económica para

1 Véase <https://es.reuters.com/article/idUSKBN28E0XO>

2 Véase <https://www.nsenergybusiness.com/features/oil-companies-renewable-energy/>

asegurar empleos e ingresos públicos que al presente dependen del petróleo (al igual que del carbón y del gas), así como repensar el rol de las empresas públicas de petróleo en este escenario, siendo las que debieran liderar estos procesos y no obstaculizar las transiciones ni la diversificación.

Un tema que merece mayor debate es el concerniente al gas como energía conveniente al proceso de transición. La idea es que —en la medida que el gas contamina menos que el petróleo o el carbón— es posible invertir en la producción y consumo de gas, mientras se avanza en la generación de las energías limpias y sostenibles. Sin embargo, desde la sociedad civil se viene cuestionando el hecho de que se considere a las inversiones en gas como receptoras de recursos del Fondo de Transición Justa de la Unión Europea³.

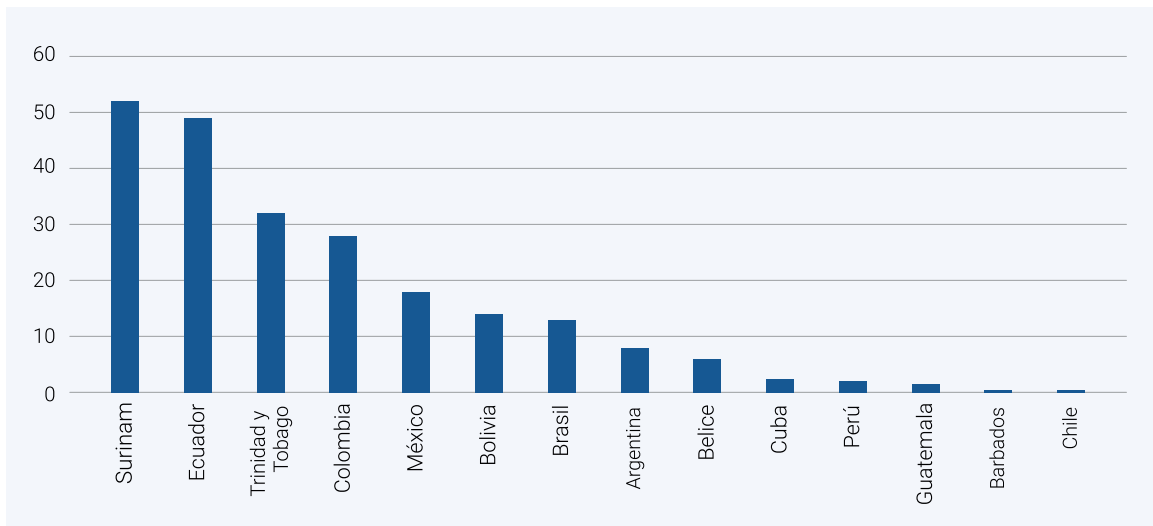
En la región, los retos que enfrenta el impulso a una transición energética justa son mayores en los países más dependientes de las rentas generadas por la exportación de energías fósiles (gráfico 5); para estos países

resultará indispensable encontrar fuentes alternativas de recursos fiscales al interior de sus territorios. Esta problemática pone sobre el tapete la discusión sobre la reforma tributaria y las diversificaciones económicas, así como el tema de las compensaciones financieras internacionales a cargo de los países que más responsabilidad histórica (Estados Unidos y las naciones europeas) y actual (China) tienen en la generación de gases de efecto invernadero (gráfico 6).

De la misma manera, la transición energética constituirá un reto más grande para aquellos países en donde el consumo de energías fósiles tiene un peso mayor en el consumo total de energías, pues la inversión en energías alternativas será relativamente mayor que en los países que han avanzado más en sus transiciones energéticas internas. Nuevamente, este esfuerzo requerirá tanto de la generación de ingresos fiscales adicionales en nuestros países como de la colaboración de los países más responsables del calentamiento global, en el marco de una transición globalmente justa.

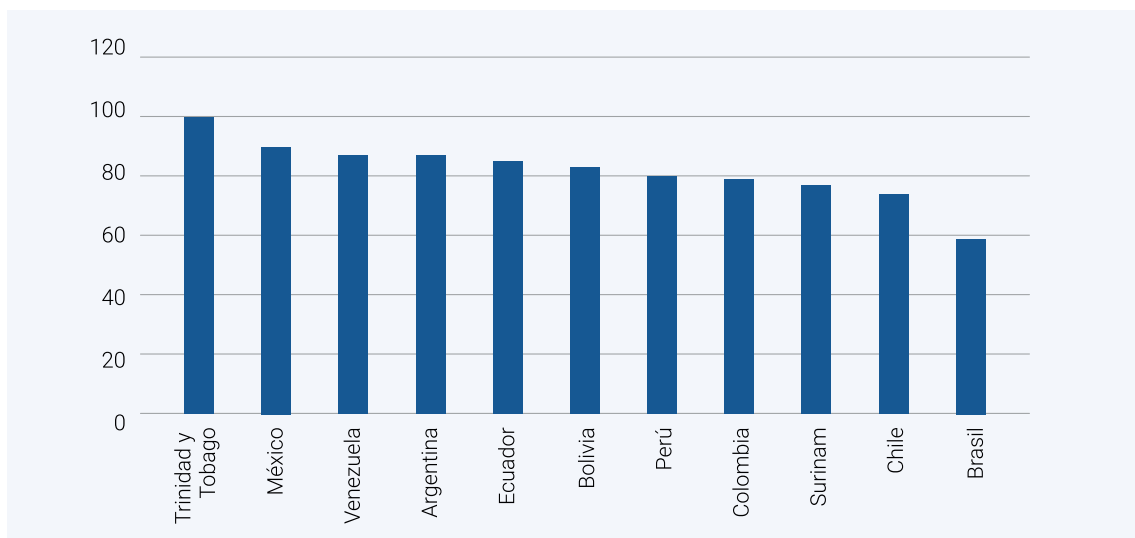
3 Véase <https://www.globalwitness.org/en/press-releases/fossil-gas-has-no-place-in-the-eus-just-transition-fund/>

Gráfico 5 Rentas petroleras como porcentaje del Producto Interno Bruto (PIB) (2017)



Fuente: <https://data.worldbank.org/indicador/NY.GDP.PETR.RT.ZS>.

Gráfico 6 Consumo de energía fósil como porcentaje del consumo total de energía (2014)



Fuente: <https://data.worldbank.org/indicador/EG.USE.COMM.FO.ZS>.

Es importante resaltar la dimensión internacional, global, del concepto de transición energética justa.

Como se ha señalado, aunque la responsabilidad del calentamiento global es compartida, los Estados Unidos y los países europeos, en perspectiva histórica, han contribuido más que otros a incrementar este proceso, así como en el presente lo hace la República Popular China. Por otra parte, se ha estimado que el 10 % de las personas que más emiten gases de efecto invernadero explican el 45 % de las emisiones mundiales, y que, de este grupo, el 40 % vive en Estados Unidos y Canadá, y el 19 % en la Unión Europea. En el otro extremo, el 50 % de las personas emiten tan solo el 13 % de todas las emisiones, y residen fundamentalmente en el Sur Global.

De esta apreciación sobre las responsabilidades de cada país en la generación del calentamiento global se desprende la idea de generar un fondo alimentado con aportes proporcionales a la responsabilidad de cada uno para financiar los esfuerzos de mitigación y adaptación de los países que menos han contribuido a este calentamiento, incluyendo la compensación por dejar recursos fósiles bajo tierra. En el escenario más conservador, los Estados Unidos, los

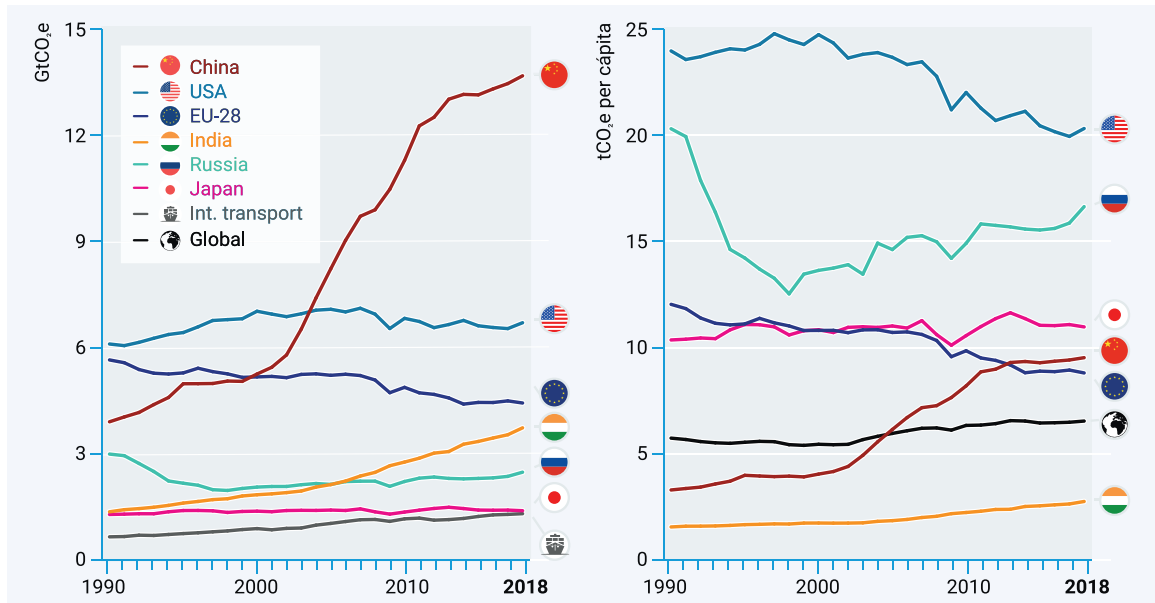
países de la Unión Europea y la China deberían aportar el 59,1 % de dicho fondo.

En síntesis, la crisis ha golpeado fuertemente al sector hidrocarburos en América Latina. Incluso si el precio por barril de petróleo se recuperase a US\$ 50, una parte de lo producido en la región apenas cubriría su precio de equilibrio.

Los rescates temporales exigidos por las empresas —como posponer los pagos de impuestos, regalías y las inversiones acordadas— pueden ser necesarios en el corto plazo para preservar los puestos de trabajo y garantizar el suministro nacional de energía. En contraste, la reducción de los estándares y/o la flexibilización de los procedimientos sociales y ambientales, así como la concesión de subsidios a largo plazo para apoyar los proyectos en curso y atraer nuevas inversiones en una industria que ya enfrenta su crepúsculo, no tienen justificación.

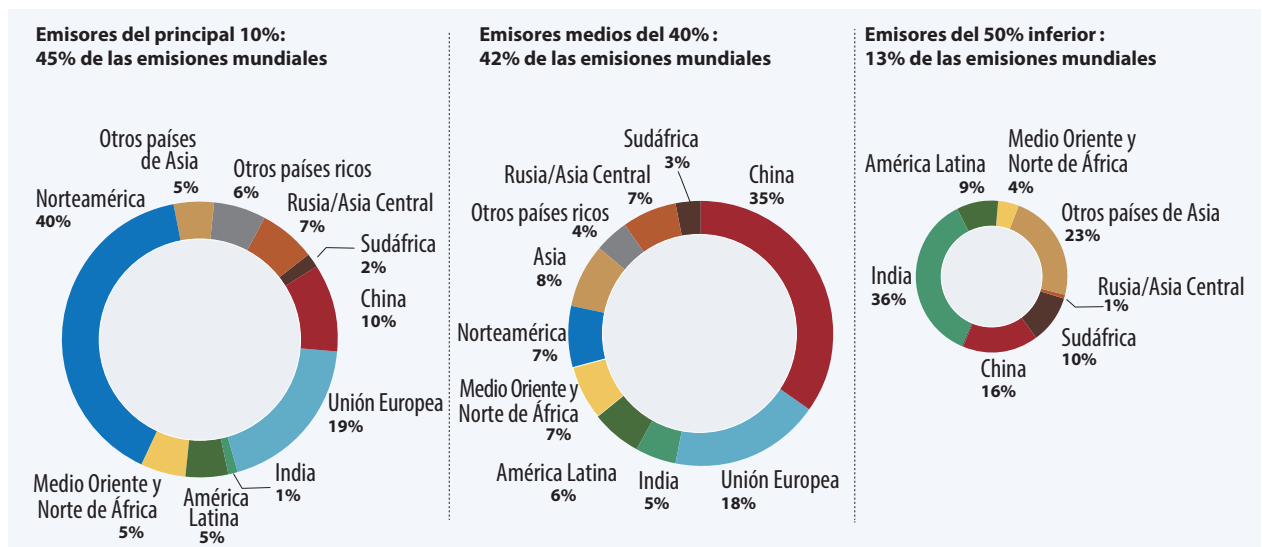
Por el contrario, los Gobiernos deben avanzar urgentemente en la diversificación económica y la transición energética para garantizar la disponibilidad de empleos, la energía y los ingresos fiscales que la industria petrolera (al igual que la de gas y de carbón) proporciona actualmente.

Gráfico 7 Emisión de gases de efecto invernadero por países, total y per cápita



Fuente: UNEP, Emissions Gap Report, 2019.

Gráfico 8 Emisiones de gases de efecto invernadero por persona y país de residencia



Fuente: Chancel y Piketty, 2015.

Tabla 3 Contribuciones nacionales estimadas a fondos de adaptación climática

Regiones	Esfuerzo compartido de acuerdo a todas las emisiones (impuesto plano al carbón) (%)	Estrategias progresivas de impuestos al carbono			Esfuerzo compartido de acuerdo a impuesto global sobre viajes aéreos (%)
		Estrategia 1	Estrategia 2	Estrategia 3	
		Esfuerzo compartido entre todos los emisores por encima del promedio mundial (%)	Esfuerzo compartido entre el 10% de mayores emisores (por encima de 2,3 ^x del promedio mundial)	Esfuerzo compartido entre el 1% de mayores emisores (por encima de 9,1 ^x del promedio mundial) (%)	
América del Norte	21,2	35,7	46,2	57,3	29,1
Unión Europea	16,4	20,0	15,6	14,8	21,9
China	21,5	15,1	11,6	5,7	13,6
Rusia/Asia Central	6,0	6,6	6,3	6,1	2,8
Otros países ricos	4,6	5,8	4,5	3,8	3,8
Medio Oriente y África del Norte	5,8	5,4	5,5	6,6	5,7
América Latina	5,9	4,3	4,1	1,9	7,0
India	7,2	1,0	0,7	0,0	2,9
Otros países de Asia	8,3	4,7	4,1	2,7	12,1
África Subsahariana	3,1	1,5	1,5	1,1	1,1
Mundo	100	100	100	100	100

Fuente: Chancel y Piketty, 2015.

En esta perspectiva, es importante afirmar la demanda por una transición energética justa, que asegure el abastecimiento de energías limpias y sostenibles al mismo tiempo que —mediante estrategias de diversificación económica— ofrezca alternativas de empleo e ingresos a quienes hoy dependen directa o indirectamente de la extracción de energías fósiles. Esto requerirá esfuerzos nacionales de financiamiento,

que a su vez plantean el reto de reformas tributarias progresivas y verdes. Los países que más responsabilidad histórica y actual tienen en el calentamiento global deben contribuir financieramente al esfuerzo nacional por avanzar en esta dirección.

Finalmente, para ser justa, esta transición debe ser también democrática y participativa. Las poblaciones locales deben

participar en las decisiones que se adopten al respecto, así como en los proyectos de generación de energías limpias y renovables. No se puede conservar el modelo de negocio minero y petrolero, en el que grandes proyectos, negociados entre el Gobierno central y las corporaciones internacionales, son luego impuestos a las poblaciones locales. Por el contrario, es necesario avanzar en una transición energética justa, con y para las poblaciones de los países y de los territorios actualmente dedicados a la producción de energías fósiles.

Fuentes consultadas

Bases de datos

Banco Mundial. *World Bank Open Data*. Disponible en <https://data.worldbank.org>

Colombia, Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). *Datos y estadísticas*. Disponible en <https://www.anh.gov.co/>

México, Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Disponible en <https://www.gob.mx/cnh>

Perú, Perupetro. Disponible en <https://www.perupetro.com.pe/>

Rystad Energy. *UCube*. Disponible en <https://www.rystadenergy.com/energy-themes/oil--gas/upstream/u-cube/>

Standards & Poors. *Global Market Intelligence*. Disponible en <https://www.spglobal.com/en/>

Publicaciones

Adomaitis, Nerijus y Stephen Jewkes (4 de diciembre de 2020). "Italy's Eni joins North Sea wind power grab with Dogger deal". Reuters. Disponible en <https://es.reuters.com/article/idUSKBN28E0XO>

BP (2020). *Energy Outlook*. BP.

Chancel, Lucas y Thomas Piketty (2015). *Carbon and inequality: from Kyoto to Paris. Trends in the global inequality of carbon emissions (1998-2013) & prospects for an equitable adaptation fund*. Paris: Paris School of Economics.

Murray, James (16 de enero de 2020). "How the six major oil companies have invested in renewable energy projects". NS Energy. Disponible en <https://www.nsenergybusiness.com/features/oil-companies-renewable-energy/>

The Guardian (7 de enero de 2015). "Leave fossil fuels buried to prevent climate change, study urges". *The Guardian*. Disponible en <https://www.theguardian.com/environment/2015/jan/07/>

much-worlds-fossil-fuel-reserve-must-stay-buried-prevent-climate-change-study-says

UNEP (2019). *Emissions Gap Report 2019*. Nairobi: UNEP.

Colombia: situación actual y perspectivas del sector de hidrocarburos en el marco de la pandemia COVID-19

Juliana Peña Niño
Foro Nacional por Colombia
Capítulo Región Central

Mi principal preocupación es que, debido a consideraciones cortoplacistas, la gente tome decisiones equivocadas como, por ejemplo, lidiar con la crisis implantando regímenes autoritarios o incluso totalitarios, en lugar de empoderar a los ciudadanos. O que países opten por el aislacionismo y persigan intereses nacionalistas, algo que tendría consecuencias terribles para el mundo al terminar la crisis. Lo que elijamos en el próximo mes o dos cambiará el mundo durante años o incluso décadas.

Yuval Noah Harari, 2020¹

La aparición de la COVID-19 y la declaración de pandemia por parte de la Organización Mundial de la Salud ha significado para muchas personas y gobernantes a nivel planetario pensar en replantear sus estilos de vida y el funcionamiento de las economías. Esta crisis mundial y ambiental ha enviado mensajes claros y contundentes sobre la necesidad de efectuar un viraje en la intervención antrópica y su relación con la naturaleza y el entorno, si estamos decididos a garantizar nuestra pervivencia y la de las generaciones futuras.

Irónicamente, en medio de esta situación atípica y apremiante, durante los inicios

1 Entrevista a Yuval Noah Harari. Duer, Pablo (8 de abril de 2020). "Harari: 'En el largo plazo, la peor de las crisis se sufrirá en los países pobres'". Diario *El País*. Disponible en: https://elpais.com/el-pais/2020/04/06/planeta_futuro/1586170713_492779.html (acceso: 15 de noviembre de 2020).

de la pandemia se vio cierto optimismo por las repercusiones derivadas de las medidas restrictivas y de confinamiento que adoptaron muchos países para frenar la propagación del virus. Se registraron reducciones importantes en emisiones de CO₂ (que incluso llegaron a ser de las más significativas de la historia), mejoras en la calidad del aire y del agua, y hasta fauna silvestre volviendo a merodear tanto por vecindarios como por autopistas de los que fueron desplazados hace mucho tiempo por el desarrollo industrial y urbano.

Sin embargo, estos cambios fueron temporales y de corta duración, y ese optimismo pronto fue desapareciendo. La necesidad de reactivar las economías y retomar esa vida cotidiana enmarcada en un sistema con patrones dominantes de consumo ha hecho dirigir los esfuerzos de los Gobiernos de la región de América Latina al mismo camino que hemos recorrido desde hace décadas, generando sociedades socialmente injustas, severos perjuicios al medio ambiente y alta conflictividad.

Es importante resaltar que el impacto de la pandemia ha tenido nefastas consecuencias en materia social; las brechas de desigualdad se han acentuado y un gran porcentaje de la población mundial caerá en condición de pobreza y pobreza extrema². Por tanto, es imperativo que se adopten estrategias que respondan a estas premuras para las poblaciones más vulnerables, en aras de garantizar sus medios de vida y una vida digna. Sin embargo, si vemos esta situación como una oportunidad para generar y/o adelantar cambios que ya se venían vislumbrando pero con un ritmo más lento, también es fundamental que los Gobiernos hagan una planificación de mediano y largo plazo donde aterricen, de una vez por todas, sus acciones para transformar los modos de producción y actividades económicas en propuestas sostenibles —en el tiempo y con el ambiente— y, adicionalmente, aceleren el tránsito del uso de energías basadas en combustibles fósiles hacia energías limpias. Esta planificación debe conducir a abordar la gran deuda pendiente sobre una discusión amplia y consensuada respecto a las

2 Banco Mundial (7 de octubre de 2020). “Debido a la pandemia de COVID-19, el número de personas que viven en la pobreza extrema habrá aumentado en 150 millones para 2021”. Disponible en: <https://www.bancomundial.org/es/news/press-release/2020/10/07/covid-19-to-add-as-many-as-150-million-extreme-poor-by-2021#:~:text=Se%20estima%20que%20la%20pandemia,gravedad%20de%20la%20contracci%C3%B3n%20econ%C3%B3mica>.

apuestas de desarrollo de cada país, que involucre la heterogeneidad y diversidad de sus territorios y poblaciones y establezca una relación en equilibrio con la naturaleza y los recursos naturales.

El meollo del asunto se dirige a cómo estos desafíos son abordados desde los distintos países. En el caso colombiano, el Gobierno nacional, de la mano del sector privado, ha apostado nuevamente por el sector extractivo —es decir, continuar con el consenso de los *commodities* al que llegaron estos dos bloques de actores como apuesta fundamental— como motor de la reactivación económica. En este sentido, se propone más de lo mismo: una economía basada en combustibles fósiles y poco diversificada, que no genera valor agregado, para resolver los problemas inmediatos; lo que nuevamente conduce a profundizar, en una segunda fase, la “carrera hacia el fondo” del mismo modelo económico extractivista que ha caracterizado al país.

Al conocerse públicamente las estrategias que se adoptarán para la reactivación, se prendieron las alarmas en distintos sectores de la sociedad y se generaron tensiones, puesto que los proyectos estratégicos seleccionados enfrentan fuerte rechazo social y, además, se considera que se corre el riesgo de que su desarrollo suceda a costa

de la flexibilización de trámites y estándares tanto ambientales como sociales, lo cual podría amenazar seriamente la garantía de derechos individuales y colectivos.

Este artículo aborda de manera específica la situación actual del sector hidrocarburos, el impacto que produjo la pandemia y las medidas propuestas por el Gobierno nacional para sacar adelante el crecimiento económico del país, medidas que van a contravía de un escenario mundial distinto, por los cambios de la geopolítica y las apuestas de varios países del norte global por reactivaciones económicas “verdes”, en las que la gran estrategia se enfoca tanto en descarbonizar como en reducir la dependencia del consumo basado en combustibles fósiles. Adicionalmente, se revisará el papel de este sector respecto a las apuestas en la transición energética, pues no queda claro el ritmo de esa transformación de cara a las nuevas circunstancias nacional y mundial.

1. El punto de partida del sector minero-energético: el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022

El Gobierno del presidente Iván Duque optó por el continuismo respecto a su modelo económico basado en la explotación de recursos naturales no renovables para la generación de la renta, a pesar de la

coyuntura internacional, que se venía presentando, de bajada de precios de los *commodities* y alta volatilidad. El Plan Nacional de Desarrollo “Pacto por Colombia, pacto por la Equidad” incluye el pacto minero-energético en el que se evidencia la importancia del sector, puesto que ocupa el tercer lugar en la prioridad de la inversión total, con un 9,3 % para los cuatro años de Gobierno (se trata de 16 pactos en total).

El pacto minero-energético se estructura en dos ejes: 1) el desarrollo minero-energético con responsabilidad social y ambiental, y 2) el eje de seguridad energética para el desarrollo productivo del país. Respecto del segundo eje, el Gobierno nacional partió por reconocer los riesgos que enfrenta el país en lo concerniente al autoabastecimiento energético, y en su momento calculó una relación reservas/producción de petróleo en 5,7 años: a) promoción de proyectos costa afuera, y b) explotación de yacimientos no convencionales (*fracking*).

[...] aunque el gobierno nacional adoptó estrategias destinadas a mantener la inversión en el sector y mitigar el impacto de la caída de los precios del crudo sobre la renta petrolera, los resultados en términos

de incrementos de reservas, montos de inversión, número de pozos exploratorios y adquisición de sísmica no han sido los esperados (DNP, 2019: 711).

Consecuentemente, aseguró que el reto consistía en incrementar las reservas, para lo cual vislumbró dos estrategias consideradas “oportunidades”:

Con ese diagnóstico, el Gobierno nacional, a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), propuso las siguientes metas para el sector de hidrocarburos durante el año 2020:

Cuadro 1 Metas previas a la pandemia para el sector de hidrocarburos, 2020

Variables	Metas ANH 2020
Producción de petróleo	Aumento de 892 mil a 905 mil barriles diarios
Producción de gas	Seguir con la cifra de producción por encima de millones de pies cúbicos promedio
Asignación de áreas	Mantener el número de 25 áreas asignadas
Yacimientos no convencionales	Dos investigaciones realizadas

Fuente: ANH, 2020.

En el informe del sector extractivo de Colombia 2018, advertimos sobre la inconveniencia de estas propuestas, puesto que se

encuentran desconectadas y desfasadas de la discusión global sobre transición de las economías hacia formas más sostenibles y limpias, así como de los compromisos nacionales y del planeta frente al cambio climático. Además, es una apuesta por la ampliación de la frontera extractiva que, al parecer, no contempla los conflictos socioambientales desencadenados por la imposición de este modelo. Por último, introduce la polémica técnica de fracturamiento hidráulico, que ha demostrado generar serios impactos tanto ambientales como sociales, rechazo en los territorios y opacidad y barreras en el acceso a la información relacionada (Peña *et al.*, 2020).

2. Tendencias del sector hidrocarburos y situación del primer semestre 2020 con la pandemia

La economía colombiana registró un crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) del 3,3 % en 2019. Este resultado fue considerado positivo después de haber transcurrido varios años con cifras que oscilaban entre 2,1 % (en 2015) y 2,5 % (en 2018), que coincidían con el fin del superciclo de los *commodities*. El crecimiento económico de 2019 fue destacado entre los países de América Latina, y el comportamiento del último trimestre fue el mejor

para este periodo desde 2014, a pesar de las movilizaciones y protestas sociales que se iniciaron durante noviembre en el país. Con este panorama, el Gobierno nacional demostraba un crecimiento por encima de los promedios regional (0,6 % en América Latina) y mundial (2,6 %), y re-aseguraba que su modelo económico —basado en los recursos primarios— era la opción indicada, aunque su importancia dentro del PIB no fuera tan alta (5,6 % en 2019).

Las actividades económicas que más contribuyeron al crecimiento en 2019 fueron el comercio, la reparación de vehículos, el transporte y el almacenamiento, el alojamiento y los servicios de comida, la administración pública y defensa y el sistema financiero. En paralelo, las importaciones fueron creciendo de manera sostenida. González (2019, citado por Peña *et al.*, 2020: 19) argumentó la reprimarización de la economía colombiana, que se consolidó durante los dos periodos de Gobierno de Juan Manuel Santos (2010-2018), pues a pesar de los altos precios de *commodities* como petróleo y carbón (los dos principales bienes de la canasta exportadora colombiana) y por ende de las exportaciones, las importaciones crecieron en mayor magnitud, aumentando el déficit en la balanza de pagos.

Gráfico 1 Crecimiento del PIB en Colombia 2010-2020* (porcentaje)



* Primer semestre.

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), 2020.

Este manejo ha conducido a la destrucción del aparato industrial y agropecuario, dado que el último sector se ha visto dramáticamente afectado por la importación de alimentos. Se pasó de importar 1,4 millones de toneladas en 2010 a 11,7 millones en 2019, lo cual implica un incremento del 735 %. Aparte de ello, el impacto de la COVID-19, relacionado con las medidas de aislamiento obligatorio, se registra en el gráfico 1, que muestra la drástica caída del crecimiento a cifras negativas para el primer semestre. El Marco Fiscal de Medio Plazo proyecta un decrecimiento para el 2020 de 5,5 %. Con estas previsiones, el Gobierno se encuentra en una situación compleja, puesto que tiene una economía

altamente dependiente de variables exógenas que se hallan fuera de su control, y posee capacidad limitada para crear políticas tanto fiscales como monetarias que contribuyan a mitigar los choques externos³.

Las cifras de desempleo reflejan el panorama crítico del funcionamiento de la economía debido a las medidas de aislamiento. En mayo se registró una tasa de desempleo del 21,4 %, en junio de 19,8 % y en julio de 20,2 %. Para este último mes se calcula una diferencia de 9,5 puntos porcentuales respecto del reportado en 2019. Esto implica 4,15 millones de personas desempleadas. Además, según el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE),

3 Acosta, Cristian (17 de marzo de 2020). "Impacto del COVID-19 y la guerra de precios del petróleo en América Latina". Entrevista al exministro de Hacienda Mauricio Cárdenas. Disponible en: <https://www.larepublica.co/globoeconomia/impacto-del-covid-19-y-la-guerra-de-precios-del-petroleo-en-latinoamerica-2979261> (acceso: 23 de octubre de 2020).

la disminución de la dinámica petrolera ha generado la pérdida de algo más de 5.500 empleos indirectos y de 14.600 empleos indirectos hasta mayo de 2020.

En específico, el petróleo venía experimentando una situación complicada desde antes de 2020 en razón de la alta volatilidad en los precios y la caída de la demanda. A inicios de 2020, en medio de la crisis por el coronavirus (COVID-19), sobrevino la disputa entre Rusia y la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), puesto que no se pusieron de acuerdo en la reducción de la producción, lo que ocasionó el desplome del precio a niveles históricos, llegando incluso a valores negativos para el crudo West Texas Intermediate (WTI). Las medidas de confinamiento adoptadas por gran parte de los países generaron como consecuencia la parálisis de las economías y, por ende, una disminución drástica de la demanda global de combustibles fósiles⁴. Por primera vez, el sector se enfrenta a un desafío por la demanda, el cual será muy difícil proyectar de manera clara por la incertidumbre sobre la evolución de la

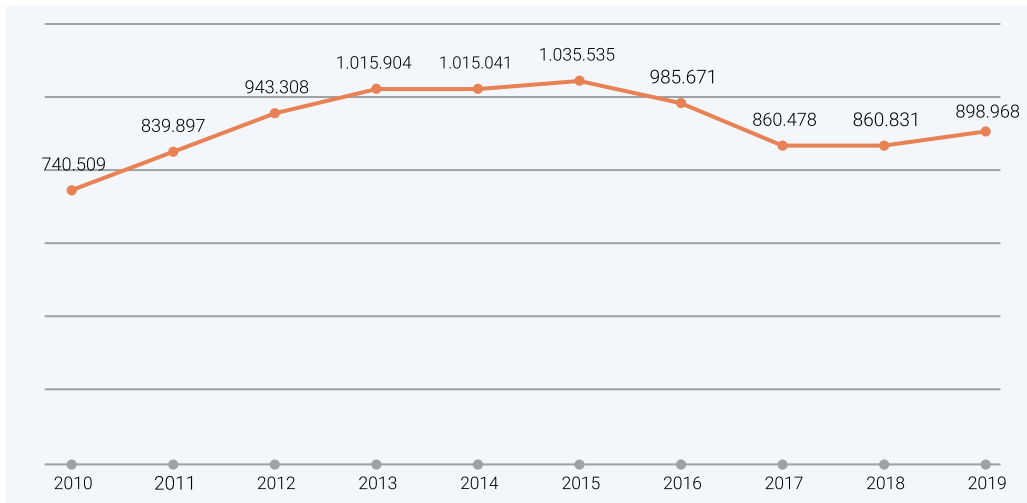
pandemia, contingencia que tornará mucho más imprecisos los cálculos sobre producción e ingresos fiscales de cada país.

En años anteriores, la producción de petróleo en Colombia venía desarrollándose de manera inestable; incluso había registrado una caída entre 2017 y 2018, pues pasó de alcanzar un millón de barriles diarios entre 2013-2015 a 860 mil durante los últimos años. Sin embargo, en 2019 tuvo un repunte, lo cual generó la expectativa de que en 2021 se lograría nuevamente la meta del millón de barriles diarios. El año pasado casi alcanzó los 890 mil barriles diarios, por lo que se preveía viable aumentar la meta para 2021. En el caso del gas, las cifras de la ANH mostraron una trayectoria similar entre 2018 y 2019, dado que se registró un aumento: de 841 GBTUD⁵ en 2018 a 911 en 2019. Sin embargo, la tendencia de años anteriores había sido descendente, pues desde 2014 la producción había comenzado a decaer, al pasar de 1.153 GBTUD en 2014 hasta el punto más bajo en 2018 (una caída del 37%).

4 La caída en la demanda se explica fundamentalmente por la parálisis del sector transporte, que representa cerca del 70 % del consumo total de petróleo a nivel global. Véase: <https://blogs.iadb.org/energia/es/la-crisis-de-los-precios-de-petroleo-ante-el-covid-19-recomendaciones-de-politica-para-el-sector-energetico/> (acceso: 29 de octubre de 2020).

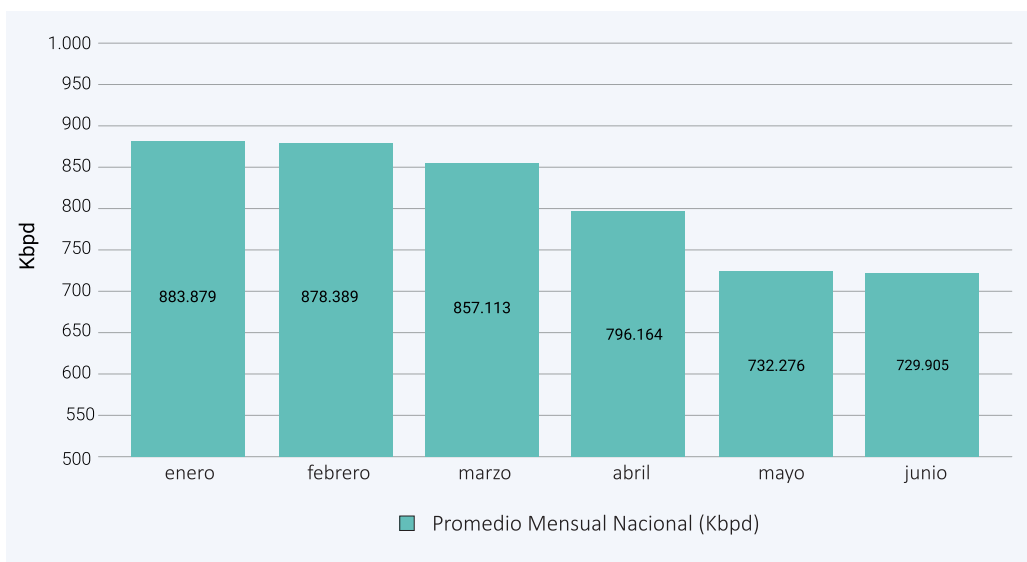
5 Giga BTU (British Thermal Unit) por día.

Gráfico 2 Producción de petróleo en Colombia 2010-2019, en miles de barriles diarios (Kbpd)



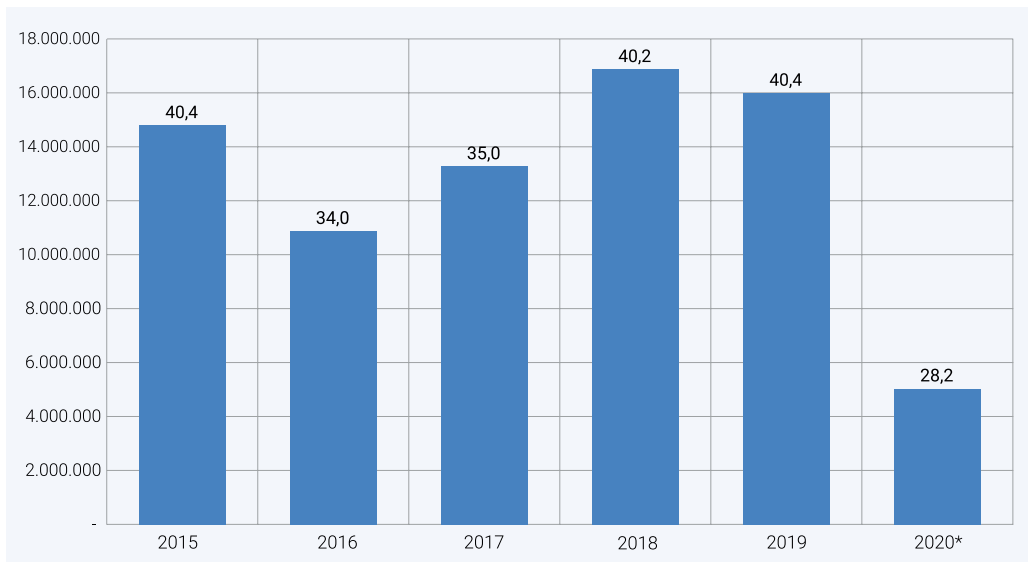
Fuente: ANH, 2020.

Gráfico 3 Producción de petróleo en Colombia, primer semestre 2020 (barril/día)



Fuente: ANH, 2020.

Gráfico 4 Exportaciones de petróleo y derivados 2015-2020* (en miles de dólares y porcentaje)



*Primer semestre 2020.

Fuente: DANE, 2020.

Con la llegada de la pandemia al país estas proyecciones cambiaron radicalmente. La producción se planteó entre 780 mil y 820 mil barriles diarios, y para el primer semestre hubo una producción promedio de casi 813 mil barriles diarios, 79.422 barriles menos que en el mismo periodo del año anterior (una disminución del 8,9 %). La caída drástica del precio Brent —que inició el año con un promedio mensual de USD 61 por barril en enero y llegó a su punto más bajo (USD 21) en abril, registrando una caída de 65,8 % para el cuatrimestre⁶— condujo en determinados momentos a que los costos de

producción superaran el punto de equilibrio; esta condición hizo más difícil mantener a flote la producción durante este periodo.

Hasta el primer semestre de 2020, la sísmica —actividad previa a la fase exploratoria— se encontraba semiparalizada, y había estado así desde hacía varios años. Asimismo, la cantidad de pozos de exploración disminuyó: en los últimos años, el promedio anual fue de 50 pozos perforados; este año, ese número se redujo a solo 15 pozos. Esta situación se debe también a las disminuciones en la inversión de las

6 Banco Mundial. Indexmundi.com. Disponible en: <https://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=petroleo-crudo&meses=300> (acceso: 10 de noviembre de 2020).

empresas (el presupuesto de inversión en exploración decreció en 60 %)⁷. La inversión extranjera en hidrocarburos descendió, de 3.325 millones de dólares en 2019, a 2.228 millones de dólares en 2020.

Respecto a las exportaciones, el rubro de minería e hidrocarburos cubrió alrededor del 60 % del total en 2019. Ello indica la gran relevancia que adquiere el sector desde el punto de vista de la balanza comercial, donde los hidrocarburos en particular han aportado durante los últimos cinco años (2015-2019) un promedio de 38 % del total de las exportaciones.

A pesar de que Colombia, de acuerdo a sus reservas e importancia en el mercado internacional, no es un país petrolero, mantiene una alta dependencia de esta industria por los ingresos fiscales que la misma genera a través de las exportaciones. Como se mencionó antes, la apuesta por este sector no estuvo acompañada del fortalecimiento de otros sectores económicos, por lo que la coyuntura actual torna más riesgosa

esta dependencia y demuestra con mayor firmeza la necesidad de efectuar un viraje en el modelo de desarrollo.

El sector petrolero está compuesto por empresas privadas y la estatal Ecopetrol (88 % pública y 12 % privada), la compañía más grande, que produce alrededor del 60 % del petróleo en el país. Las utilidades de la empresa para el primer semestre cayeron 97,5 %, en comparación con el mismo periodo del año anterior, siendo las más bajas durante los últimos cinco años. Con todo, cabe resaltar que Ecopetrol percibió utilidades (otras empresas, en cambio, han reportado pérdidas), aunque mostró cifras negativas en la producción, la cual se redujo hasta 706 mil barriles por día durante el primer semestre del año⁸.

Otros sucesos del año 2020 para el sector de hidrocarburos

La Asociación Colombiana de Petróleos (ACP) —gremio que aglutina a las compañías petroleras, especialmente del régimen

7 Presentación de la Asociación Colombiana de Petróleos (ACP). "Impacto de la pandemia en la gran industria del sector extractivo: caso Colombia". Conversatorio "La pandemia de la COVID-19 y el sector extractivo de Colombia: análisis de impactos y perspectivas". Foro Nacional por Colombia, julio-agosto 2020.

8 Véase El Espectador.com. "Utilidades de Ecopetrol cayeron 97,5 % en el primer semestre de 2020". Disponible en: <https://www.elespectador.com/noticias/economia/utilidades-de-ecopetrol-cayeron-975-en-primer-semestre/> (acceso: 25 de noviembre de 2020).

privado— reportó, como parte de los impactos de la COVID-19 en el mercado de combustibles líquidos, la caída del 70 % de la demanda de gasolinas oxigenadas en abril, y de mezcla diésel-biodiésel en cerca del 50 % para el mismo mes. La demanda más afectada, debido a la interrupción del transporte aéreo, fue la de combustible de aviación, Jet A1, con una disminución del 90 %. Este menor consumo de combustibles suspendió importaciones y redujo a mínimos operativos la carga de crudo de las refinerías (ACP, 2020).

3. Particularidades del sector petrolero y retos frente a la actual coyuntura: ¿señales para dar un viraje?

Colombia tiene una serie de problemas estructurales que la sitúan en mayor desventaja frente a la actual crisis. El sector enfrenta costos altos respecto a la producción y el transporte y, según la compañía Bloomberg (14 de mayo de 2020), el país en la actualidad depende de operadores pequeños que no tienen la capacidad financiera para extraer bajo pérdida, debido a que Ecopetrol ha estado enfocado en inversiones en Estados Unidos y el principal

productor internacional “está excesivamente apalancado después de comprar un rival estadounidense”.

Según cálculos de la ACP, el 80 % de la producción en el país tiene costos de operación que, dependiendo del tipo de crudo y de la ubicación, varían entre USD 17 y USD 33 por barril⁹. Estos altos costos de producción se deben a la geología del país, puesto que las regiones petroleras se encuentran ubicadas sobre grandes acuíferos. Para un analista de Bloomberg, se trata “en realidad un campo de agua que produce un poco de petróleo”, y añade: “En un campo como el de Rubiales/Quifa, producir 165.000 barriles de petróleo al día significaba que había que lidiar con más de dos millones de barriles de agua”. Paradójicamente, los conflictos socioambientales en los territorios se suscitan, entre otras razones, por la contaminación del agua, la competencia por el acceso al agua, la protección de las fuentes hídricas y los cambios abruptos del uso y de la vocación del suelo.

La investigación del Foro Nacional por Colombia sobre participación ciudadana entre 2003-2018 encontró que las regiones

9 ACP. Rueda de Prensa. 22 de abril de 2020. Disponible en: https://imgcdn.larepublica.co/cms/2020/04/22115559/Rueda-de-Prensa-Abril-22-de-2020-ACP_compressed-1.pdf (acceso: 25 de noviembre de 2020).

Centro-oriente, Centro-sur y del Llano, donde se ubica buena parte de la extracción de petróleo, ocuparon el primero, tercer y cuarto lugar de ocurrencia de las movilizaciones para el periodo 2002-2015, respectivamente. Asimismo, una cuarta parte de las movilizaciones registradas estuvieron relacionadas con temas ambientales: el impacto de la actividad extractiva sobre el agua y el aire, la disposición del territorio, la remoción de tierras y el impacto sobre bosques, entre otras; esto significa que la medioambiental fue la primera motivación de la ciudadanía para acudir a esta vía de expresión y participación (Velásquez y González, 2020: 67-71).

Por otro lado, los costos de transporte de petróleo se encuentran entre los más altos a nivel internacional. La ACP afirmó que las tarifas de transporte por oleoductos son excesivamente altas frente al costo de producción; consecuentemente, no son competitivas a nivel internacional y constituyen el principal obstáculo de las empresas en esta coyuntura de crisis. El marco tarifario comenzó a operar en 2011, cuando había precios altos y, por consiguiente, una producción mayor, que superaba el millón de barriles diarios.

Un diagnóstico de la situación elaborado por una firma consultora para el Gobierno nacional encontró que el promedio de uso de la capacidad de los ductos es cercano al 50 %, lo cual “deja un panorama de tarifas altas, gracias a los ajustes por los volúmenes no transportados e inversiones realizadas para volúmenes mayores que no se están usando de manera eficiente por la menor producción”¹⁰. Adicionalmente, los oleoductos han sido objeto permanente de atentados perpetrados por grupos armados ilegales, y el transporte alternativo por camiones cisterna resulta costoso debido a la geografía montañosa del país.

De hecho, en febrero de 2018, la ACP demostró que los costos de transporte interno resultaban más elevados que los de extracción: de los costos de operación, que ascendían a 16,3 dólares por barril, 8,6 correspondían a transporte. Algunas empresas incluso sostuvieron que, si bien trasladar el crudo por carrotanques era costoso (por lo general, el doble de la tarifa por oleoducto), había casos en los que, dependiendo de la ubicación del campo, podía resultar más barato.

10 Ahumada, Omar (22 de julio de 2018). “Malestar petrolero por las tarifas de oleoductos”. El Tiempo.com, Economía. Disponible en: <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/tarifas-de-oleoductos-tienen-con-malestar-a-petroleras-246474> (acceso: 25 de noviembre de 2020).

Este conjunto de condiciones —que se tornan más críticas con la actual coyuntura— constituyen un inconveniente para la competitividad del sector y disminuyen el interés por la inversión. Es innegable que debe abordarse esta problemática, puesto que, como se vio, el país tiene una alta dependencia de los ingresos generados por el sector, por lo que inevitablemente deben adoptarse medidas de corto plazo que permitan mantener viable el negocio. Sin embargo, el momento actual también puede ser visto como oportuno para comenzar a desplegar acciones que se dirijan a diversificar la economía y comenzar la necesaria transformación productiva —y energética— para cambiar la balanza respecto al peso de las actividades económicas en el flujo de ingresos de la nación.

4. Las alternativas propuestas por el Gobierno nacional para enfrentar la crisis

Ante la crisis sanitaria, el Gobierno nacional, en el marco de la emergencia económica y las facultades especiales por el estado de excepción que detenta el presidente de la república, expidió una serie de decretos y resoluciones para apoyar y reactivar estos sectores.

Desarrollo normativo y narrativas

El Decreto 457 de 22 de marzo de 2020 dispuso el aislamiento preventivo obligatorio de todas las personas a partir del 25 de marzo 2020 hasta el 13 de abril de 2020, en el marco de la emergencia sanitaria por causa de la COVID-19, pero se fijaron excepciones referidas al sector minero y el de hidrocarburos, declarados actividades esenciales (artículo 3). Esta medida fue nuevamente incluida en los siguientes decretos que postergaron la fecha del aislamiento obligatorio y flexibilizaron las actividades para más sectores económicos (Decreto 531 de 8 de abril de 2020; Decreto 593 de 24 de abril de 2020; Decreto 749 de 28 de mayo de 2020).

La ANH suspendió los términos procesales en actuaciones administrativas, y en lo concerniente a los contratos de exploración y producción se efectuaron prórrogas de plazos y reducción de garantías bancarias, devolución de saldos del Impuesto sobre las Ventas (IVA) y diferimiento del pago de derechos económicos contractuales; además, se trazó un esquema de financiación y se determinó el pago de solo el 50 % de la factura en seis meses.

El Decreto 798 expedido por la Presidencia de la república estableció la mitigación

de los efectos económicos de la baja demanda de combustible para aviación, la continuidad de las inversiones tanto en hidrocarburos como en minería y la destinación de recursos del desarrollo de infraestructura de gas natural para la atención de subsidios. En materia de incentivos para la continuidad de inversiones en hidrocarburos y minería, consideró que el Certificado de Reembolso Tributario (CERT), contemplado en el artículo 365 de la Ley 1819 de 2016, podría ser aplicado transitoriamente.

Irónicamente, se expidió el Decreto 444 de 2020, el cual autorizó que el Fondo de Ahorro y Estabilización (FAE), perteneciente al Sistema General de Regalías¹¹, entregue a la nación, a manera de préstamo, un total de 12,1 billones de pesos para aumentar los recursos disponibles para inversión social y atender las necesidades de la pandemia. Esto resulta irónico porque, con la nueva Ley, este fondo se redujo hasta prácticamente desaparecer, pues la lógica de la reforma del Sistema de Regalías obedeció al desahorro para

asignar un mayor porcentaje a las regiones productoras y no atendió de manera oportuna el contexto internacional que se viene experimentando.

En medio de este año turbulento, el sector privado petrolero ha adoptado una narrativa que desconoce determinadas realidades del país, estrategia que puede ser riesgosa para este momento crucial, cuando resulta necesario efectuar una lectura profunda sobre los retos a los que nos estamos enfrentando para tomar decisiones que encaminen al país hacia un rumbo distinto. En distintos escenarios, se ha afirmado que Colombia no aplica un modelo extractivista o que tiene una economía diversificada y, en medio de la pandemia, se ha planteado como propuesta fortalecer el sector extractivo para continuar con lo mismo: generar más ingresos para la nación provenientes de esta actividad para, supuestamente, cobrar menos impuestos a la ciudadanía.

Tradicionalmente, en Colombia las decisiones en materia de política económica se han tomado de la mano entre el Gobierno

11 La nueva ley de regalías, Ley 2056 de 2020, se sancionó recién en septiembre.

de turno y los gremios privados¹², razón por la cual la influencia del sector privado sobre las decisiones públicas es alta. Esto puede conducir a negar necesidades y problemáticas actuales, generar acciones inconsultas, que vayan en perjuicio de los territorios y sus poblaciones, y mayor conflictividad entre los distintos sectores sociales.

Por otra parte, también se ha reconocido la necesidad del diálogo con los actores en los territorios, y se ha manifestado la voluntad de promoverlos y de participar en ellos. Sin embargo, se argumenta que debe ser un diálogo técnico, alejado de ideologías o de polarizaciones. Aquí hay una línea muy delgada, puesto que las poblaciones, en su pleno derecho de ocupar su territorio, configuran proyectos políticos, por lo que es muy difícil llegar a un diálogo “inocuo” que no pase por discusiones de fondo y se quede exclusivamente en la discusión técnica (de los impactos del desarrollo de un proyecto extractivo, por ejemplo).

El *fracking* en Colombia: una estrategia que avanzó pese a la pandemia

Como se vio en la primera sección de este artículo, el Gobierno nacional tenía la intención de aplicar la técnica de fracturamiento hidráulico en Yacimientos No Convencionales (YNC), basado en el argumento de la urgencia por aumentar las reservas de hidrocarburos y gas para asegurar el autoabastecimiento; este planteamiento enfrentó una fuerte oposición de la ciudadanía.

Se creyó que esta narrativa se iría desvaneciendo con la aparición de la COVID-19, la caída dramática de los precios del petróleo y de la demanda de combustibles fósiles, así como de energía a nivel mundial. En este escenario adverso, se pensó que las condiciones del mercado internacional, sumadas a los altos costos de esta técnica, harían perder fuerza a esta estrategia, por lo menos durante un tiempo. Sin embargo, esto no sucedió y, por el contrario, el Gobierno avanzó sigilosamente en la

12 “Los empresarios colombianos —a diferencia de la colonización del oeste en Estados Unidos, cuando sus homólogos salieron ‘en estampida’ para colonizar las tierras del oeste y hacer reconocer sus nuevos derechos— surgieron de la estrecha ligazón entre lo económico y lo político [...]. La ambigüedad del Estado fue el resultado; la dificultad de deslindar en la práctica del poder (en las estructuras mentales) el interés público y el privado para regular la distribución y la acumulación” (Revéiz, 1989: 40).

expedición de la reglamentación requerida para adelantar los proyectos piloto de investigación¹³.

Desde el año 2012, el Ministerio de Minas y Energía comenzó la tarea de establecer el marco regulatorio que incluyó algunas definiciones y requisitos para la exploración y explotación de hidrocarburos en YNC, así como una tipología de pozos y requerimientos para las perforaciones y demás regulaciones (Resolución 180742). Luego, atendiendo a una Función de Advertencia de la Contraloría General de la República, que solicitaba considerar el principio de precaución ante los riesgos sobre el patrimonio natural, el Ministerio expidió el Decreto 3004 de 2013 que estableció los criterios para la exploración y explotación de hidrocarburos en YNC y ordenó la expedición de normas técnicas y procedimientos en materia de integridad de pozos, fluidos de retorno y otros aspectos técnicos.

De este decreto se desprendieron otras resoluciones, con el propósito de regular detalles de los requerimientos y procedimientos técnicos para la exploración y explotación de los YNC, así como para atraer inversionistas en medio de la coyuntura de los precios bajos; algunas de estas resoluciones fueron la extensión de plazos en el periodo exploratorio, el traslado de la inversión de un bloque a otro, la creación de zonas libres de impuestos y el estudio de regalías escalonadas: a mayor inversión, menor regalía cobrada (Amat, 2015, citado por Peña *et al.*, 2020).

Durante su campaña, el entonces candidato Iván Duque aseguró que no iba a impulsar el *fracking*; sin embargo, una vez elegido presidente, su ministra de Minas declaró públicamente que su misión era convencerlo de adelantar dicha técnica¹⁴. De todas formas, en noviembre de 2018 el Consejo de Estado dictó medidas cautelares a la reglamentación vigente y casi un año después, en septiembre de 2019,

13 Los Proyectos Piloto Integrales de Investigación Integral (PPII) surgieron de una recomendación de la Comisión Independiente de Expertos convocada y conformada por el Gobierno nacional para la realización de un informe con el objetivo de estudiar los efectos de la técnica de fracturamiento hidráulico con perforación horizontal en roca generadora (esquistos) y abordar asuntos relevantes durante la etapa de exploración.

14 Semana Sostenible (14 de agosto de 2018). "Fracking: Duque dijo que no, pero su Ministra de Minas dice que sí". Disponible en: <https://sostenibilidad.semana.com/impacto/multimedia/la-posicion-del-gobierno-duque-frente-al-tema-del-fracking/41350> (acceso: 27 de noviembre de 2020).

decidió mantener esas medidas; además, consideró que se necesitaba la práctica de varias pruebas, entre las que figura un nuevo estudio —que sea independiente del Gobierno— a cargo de la Universidad Nacional de Colombia, como complemento al informe presentado por la Comisión de Interdisciplinaria conformada por el Gobierno. De igual forma, aclaró que esto no impedía la realización de Proyectos Piloto Integrales de Investigación (PPII), siempre y cuando cumplieran las condiciones definidas por la comisión, dándole prácticamente la vía libre a la llegada del *fracking* al país, al menos a través de estos proyectos específicos (Auto de 17 de septiembre de 2019).

Así, en 2020 el Gobierno continuó con la tarea de adelantar la reglamentación de los PPII y expidió el Decreto 328 y la Resolución 40185, reglamentación que generó suspicacias en cuanto a si estaría estableciendo reglas de juego verdaderamente exclusivas para los pilotos o si también estaría abriendo las puertas a proyectos comerciales; además, se cuestionó si con

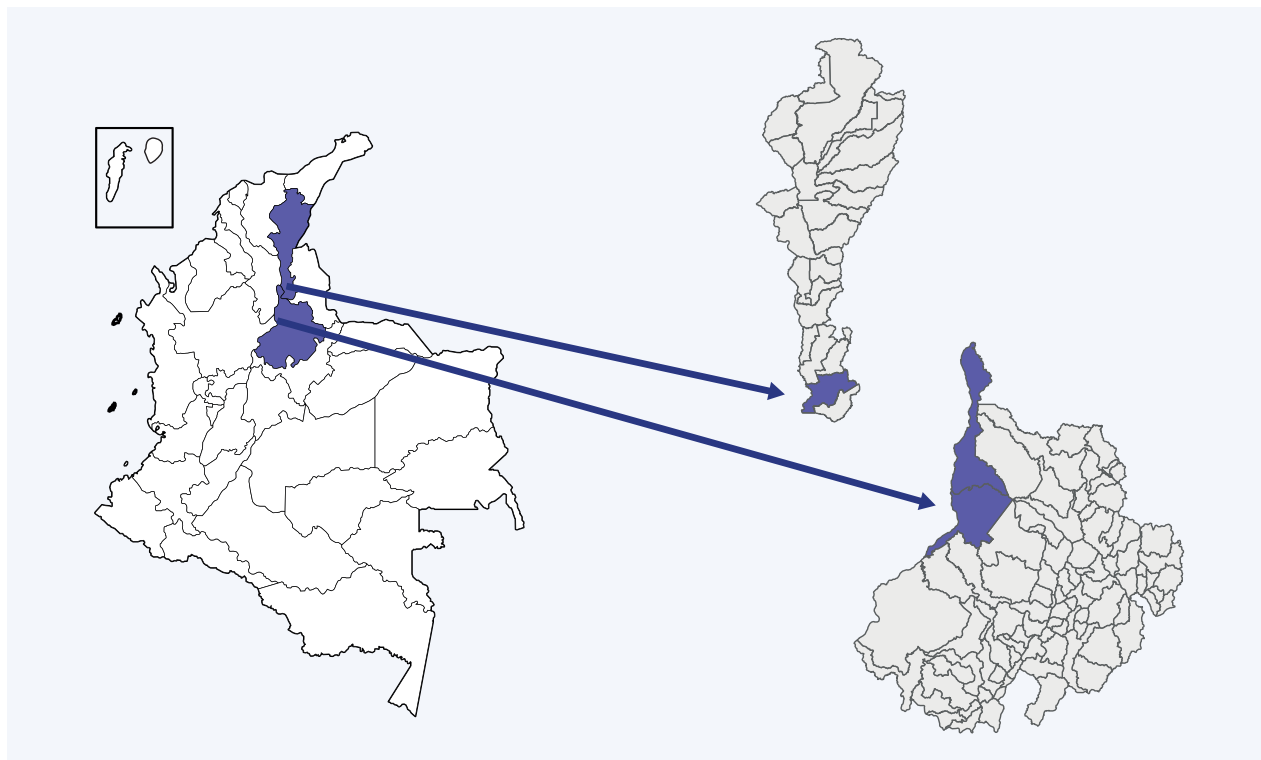
esos términos se alcanzaría a obtener la totalidad de la información sobre los posibles impactos asociados con esta técnica (Ángel, 23 de marzo de 2020). Algunos congresistas pidieron medidas cautelares sobre estas últimas normas, pero les fueron negadas.

Al presente, para la reactivación económica, como se mencionó, el Gobierno nacional ha decidido nuevamente poner sus cartas en el sector extractivo. Así, el Ministerio de Minas priorizó 33 proyectos minero-energéticos, que según sus cálculos sumarán más de 35 billones de pesos en inversión y generarán 53 mil empleos durante los próximos dos años¹⁵. En particular, actualmente se registran 18 proyectos (siete de hidrocarburos, cinco mineros y seis de energía) que se encuentran en proceso de estudio por parte de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), de los cuales, en el caso de hidrocarburos, hay proyectos ubicados en una zona cercana a un páramo y uno costa afuera¹⁶.

15 *Portafolio* (12 de agosto de 2020). “Proyectos mineros, claves en la reactivación económica”. Disponible en: <https://www.portafolio.co/contenido-patrocinado/mineria-en-colombia-proyectos-mineros-claves-en-la-reactivacion-economica-543612> (acceso: 12 de octubre de 2020).

16 *Portafolio* (12 de octubre de 2020). “Proyectos minero-energéticos esperan visto bueno de la Anla”. Disponible en: <https://www.portafolio.co/economia/proyectos-minero-energeticos-esperan-visto-bueno-de-la-anla-545555> (acceso: 20 de octubre de 2020).

Mapa 1 Ubicación de los Proyectos Piloto de Investigación Integral en Colombia



Fuente: elaboración propia.

De forma paralela, se avanzó en la preparación de los PPII. El Gobierno culminó el marco regulatorio y lanzó la convocatoria para las empresas interesadas, mediante la cual se pretende adjudicar cuatro proyectos para obtener la información necesaria para el país. Las empresas habilitadas son Ecopetrol, Exxonmobil y Drummond, y los proyectos se desarrollarán en el norte y el nororiente de Colombia: en la cuenca Cesar-Ranchería (municipio de San Martín en el departamento del Cesar) y en el Valle Medio del Magdalena (municipios de Puerto Wilches y Barranca-bermeja en el departamento de Santander). Según la ANH, se calcula el potencial para

ampliar las reservas de petróleo en un rango entre 8 y 22 años, mientras que las reservas de gas podrían incrementarse entre 35 y 50 años.

Durante el debate realizado en el Congreso de la República en octubre para la reglamentación del nuevo Sistema General de Regalías, se presentó la proposición, por parte del partido de Gobierno, de reactivar el descuento en el pago de regalías de producción proveniente de YNC (pagar el 60 %), “gabela” que estipulaba la anterior Ley 1530 de 2012. Según el Gobierno, lo que se buscaba era “dar seguridad jurídica a los

cuatro contratistas que realizarán los proyectos piloto”. Finalmente, y ante la polémica suscitada por congresistas de la oposición y sectores de la sociedad civil, el mencionado artículo no fue aprobado.

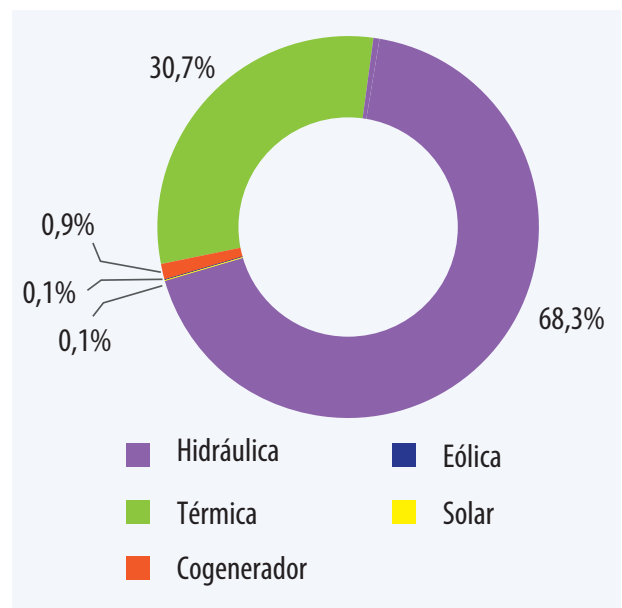
5. La transición energética del país: la conformación de la Misión de Transformación Energética

Colombia se reconoce a nivel internacional como uno de los países con la matriz eléctrica más limpia del mundo; de hecho, se posiciona en sexto lugar, con el 68 % de la capacidad instalada en fuentes renovables de energía eléctrica.

Como se observa en el gráfico 5, si bien el 68 % de la generación proviene de fuentes hídricas a través de hidroeléctricas, un importante 30 % proviene de las termoeléctricas basadas en combustibles fósiles. Las termoeléctricas operaban a partir de carbón y, recientemente, comenzaron su transición hacia al gas natural, por razones de menores costos y también apuntando a la reducción de emisiones de CO₂¹⁷. Esta circunstancia fue celebrada por el país,

pues se concibió como el paso necesario que se estaba materializando para contribuir a la disminución del uso del carbón y comenzar a apostar más por las energías renovables. De hecho, en 2019 se realizó una subasta y se concretaron seis proyectos de parques eólicos y cinco granjas solares en el Caribe colombiano.

Gráfico 5 Generación eléctrica en Colombia



Fuente: Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (Acolgen), 2020.

Sin embargo, en febrero del mismo año se efectuó otra subasta de energías, mediante la cual se planteó otro panorama, bastante

17 *Portafolio* (10 de abril de 2019). “Las termoeléctricas se pasan al gas para generar energía”. Disponible en: <https://www.portafolio.co/economia/las-termoelectricas-se-pasan-al-gas-para-generar-energia-528451> (acceso: 30 de septiembre de 2020).

distante del asumido anteriormente. Con dicha subasta se habilitaron tres nuevas hidroeléctricas, entre la que contamos a Hidroituango, y 11 centrales térmicas de base mixta (gas y carbón) (Barney, 2020).

Durante este año, con el objetivo de otorgar continuidad al fortalecimiento de la matriz de generación eléctrica, para garantizar la energía demandada por el territorio nacional, se supo que el país se encuentra desarrollando un paquete de 48 centrales térmicas en dos fases. La primera, con las 11 termoeléctricas mencionadas anteriormente, programadas, antes de la pandemia, para comenzar a operar en 2022; de ellas, cuatro serían infraestructuras nuevas y cinco corresponderían a expansiones de capacidad. En la segunda fase, que entraría a operar en el largo plazo, con una proyección, según el Ministerio de Minas y Energía, que no iría más allá del 2030, se contaría con el paquete restante de 37 plantas. De tal manera, del número total de complejos térmicos que se encuentran en lista de espera, cerca de la mitad se desarrollarían para operar a partir de carbón.

Lo llamativo ahora es el cambio de narrativa y de justificación. Recientemente, en un contexto difícil para el mercado del carbón (alrededor del 95 % de lo que produce el país se exporta), por la caída de precio y de demanda antes de la emergencia sanitaria, y la profundización de esas condiciones desfavorables con la COVID-19, así como por la aceleración de medidas de reactivación verdes y de descarbonización, la producción colombiana de carbón se encuentra en crisis, por lo que, como alternativa viable, se plantea su consumo en el mercado interno.

Los líderes de los gremios del gas y el Gobierno nacional argumentan que esta generación de energía no depende de los fenómenos ambientales, lo cual garantizaría seguridad y confiabilidad en su abastecimiento. El gremio de empresas generadoras de energía Andeg afirmó que “la generación térmica como se evidencia en otros mercados eléctricos es la que apalanca la entrada de fuentes renovables”¹⁸. Es decir, Colombia apunta a cambiar el peso de fuentes de energía de su matriz para aumentar las termoeléctricas, basadas en energía “sucia”, y disminuir la limpia (hídrica).

18 López, Alfonso (30 de junio de 2020). “Con 48 térmicas se reforzará la matriz de generación eléctrica”. Diario *Portafolio*. Disponible en: <https://www.portafolio.co/economia/con-48-termicas-se-reforzara-la-matriz-de-generacion-electrica-541424> (acceso: 14 septiembre 2020).

Por otro lado, a comienzos del año 2020, el Gobierno nacional, a través del Ministerio de Minas, conformó una misión integrada por 20 expertos nacionales e internacionales con el objetivo de construir la hoja de ruta para la energía del futuro, en la que pretende “modernizar el marco institucional y regulatorio del sector eléctrico, facilitando la incorporación de nuevos agentes, tecnologías y esquemas transaccionales en el mercado de energía” (Ministerio de Energías y Minas, 2020: 3).

Esta hoja de ruta se estructuró alrededor de cinco focos:

1. Mayor confiabilidad en el suministro de energía.
2. Dinamizar la oferta y demanda de gas natural, aumentando su participación en las plantas de generación.
3. Promover un rol más activo del usuario de energía con la introducción de nuevas tecnologías, como medidores inteligentes, que le permitan recibir señales de precios y tomar decisiones

de consumo más eficientes y mejor fundamentadas.

4. Mejorar la focalización de los subsidios de energía eléctrica.

Fortalecer y modernizar las instituciones y entidades del sector, y lograr una mayor coordinación que les permita responder a los nuevos desafíos del sector eléctrico.

No obstante, se observa una desarticulación respecto a una política clara de transición y, además, esta resulta contradictoria, puesto que el aumento de reservas se pretende lograr a través de los pilotos de *fracking* y proyectos costa afuera. Promigas calculó para 2020 reservas potenciales de 54 Tera Pies Cúbicos (TPC); de ellas, por lo menos 24 TPC provienen de Yacimientos No Convencionales (YNC) y 30 TPC de costa afuera¹⁹. Dichas reservas proporcionarían 130 años de autosuficiencia, lo cual plantea el cuestionamiento sobre el tiempo necesario y prudente para que el gas sea el “puente” entre energías fósiles y renovables.

Esta hoja de ruta apenas comienza, pero lo que se puede resaltar de ella es la clara

19 El espectador.com (14 de septiembre de 2020). “Colombia podría garantizar gas para 130 años”. Disponible en: <https://www.elespectador.com/noticias/economia/colombia-podria-garantizar-gas-para-130-anos/> (acceso: 16 de septiembre de 2020).

intención de posicionar el uso del gas natural como fuente de energía, aunque no se distingue cuál será el rol y el peso de las energías renovables no convencionales. El World Energy Outlook 2020 de la AEI (Agencia Internacional de Energía, en español) aseveró que la energía solar se había convertido en la más barata. Según la Agencia, para 2040 habrá un 43 % más de producción solar de lo que se esperaba en 2018, debido a que este tipo de energía resultó entre 20 y 50 % más barata de lo que se creía. En ese sentido, “resulta más barato construir granjas de energía solar fotovoltaica que nuevas plantas de energía alimentadas con gas o carbón en la mayoría de los países”²⁰.

Conclusiones

Como afirmó Harari, las medidas que se adopten en estos meses serán trascendentales para el futuro de nuestros países, del planeta y de la humanidad. Sin embargo, al realizar este paneo sobre el sector de hidrocarburos en el marco de la pandemia y las estrategias para la recuperación, se puede apreciar la persistencia de la conducta tradicional, sin que hubieran

aparecido señales de cambios drásticos ante una situación nunca antes vista. Los debates sostenidos no abordan de manera integral las consecuencias que originarán en el país los impactos de la pandemia en términos de disminución de la demanda global de crudo, aunque ya se habla del fin de la era del petróleo.

Parecería que Colombia cierra su mirada a la geopolítica y a la economía política internacional, para resolver problemas inmediatos y mantener a toda costa el modelo extractivo predominante. Resulta llamativa la insistencia en el *fracking* y el regreso de las termoeléctricas para operar con carbón, cuando el escenario mundial transita a buen ritmo hacia las energías renovables y existen evidencias de que sus costos son menores respecto a las fuentes basadas en combustibles fósiles. Las acciones del corto plazo no se contemplan de manera articulada con un escenario de largo plazo, y en este caso no se observa con claridad una transición energética justa ni una apuesta de diversificación económica para cambiar el modelo vigente.

Lo que eso parece mostrar es la acción decidida por no alterar el actual *statu quo*

20 El Espectador.com (19 de octubre de 2020). “La energía solar se convierte en ‘la electricidad más barata de la historia’”. Disponible en: <https://www.elespectador.com/noticias/medio-ambiente/la-energia-solar-se-convierte-en-la-electricidad-mas-barata-de-la-historia/>

que mantiene el Gobierno nacional con el sector privado para la gestión de los recursos naturales no renovables, en donde los grandes perdedores son la ciudadanía y el ambiente, puesto que no se incluyen en las decisiones, pero reciben los impactos del desarrollo de estos proyectos en los territorios y la desigualdad permanece. Las cifras de 2020 muestran que la pandemia ha impactado de manera más fuerte sobre las poblaciones más vulnerables, por lo que la brecha social se ampliará en este año.

Referencias

- Ángel, Andrés (23 de marzo de 2020). "Proyectos Piloto de Investigación Integral de *fracking*: ¿qué podría salir mal?". *Razón Pública*. Disponible en <https://razonpublica.com/proyectos-piloto-investigacion-integral-fracking-podria-salir-mal/> (acceso 15/10/2020).
- Asociación Colombiana de Petróleos (ACP) (2020). *Impactos del Covid-19 en el mercado de combustibles líquidos y perspectivas de recuperación 2020. Informe económico*. Vicepresidencia de Asuntos Económicos y Regulatorios. Bogotá: ACP.
- Barney, Joanna (2020). "Colombia: Transición, descarbonización o retórica". Indepaz. Disponible en <http://www.indepaz.org.co/wp-content/uploads/2020/08/ARTICULO-DESCARBONIZACION11AGOSTO2020.pdf>
- Bloomberg (14 de mayo de 2020). "El crudo panorama para la industria petrolera colombiana en la pandemia". *El Espectador*. Disponible en <https://www.elespectador.com/coronavirus/el-crudo-panorama-para-la-industria-petrolera-colombiana-en-la-pandemia-articulo-919484/>
- Departamento Nacional de Planeación (DNP) (2019). *Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. Pacto por Colombia, pacto por la equidad*. Bogotá: DNP.
- González, Jorge (2019). "El plan de desarrollo consolida el extractivismo". *Revista Cien días, vistos por CINEPIPPP*, núm. 95, enero-abril. Disponible en <https://www.revistaciendiascinep.com/home/el-plan-de-desarrollo-consolida-el-extractivismo/>
- Ministerio de Energías y Minas (2020). *ABC de las propuestas de la Misión de Transformación Energética*. Bogotá: Ministerio de Energía y Minas.

Ministerio de Hacienda y Crédito Público (2020). *Marco Fiscal de Mediano Plazo 2020*. Bogotá: Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Peña, Juliana; Mario Martínez y Felipe Jiménez (2020). *Informe del Sector Extractivo en Colombia 2018*. Bogotá: Foro Nacional por Colombia.

Revéz, Edgar (1989). *Democratizar para Sobrevivir*. Bogotá: Poligrupo Comunicación.

Velásquez, Fabio y Esperanza González (2020). *¿Qué ha pasado con la participación ciudadana en Colombia?* Tomo 3. Resultados y Perspectivas. Bogotá: Fundación Corona.

Bolivia: situación y perspectivas del sector hidrocarburos

Carlos Arze Vargas
CEDLA

1. Evolución del sector en la última década y media

Antecedentes: el contrato de exportación de gas natural como inicio de una nueva época en la economía boliviana

Dentro de los antecedentes de la evolución del sector hidrocarburífero en Bolivia, es necesario prestar especial atención a la firma del contrato de exportación de gas natural al Brasil durante la década de los noventa del pasado siglo.

La importancia de este hito histórico radica en el nuevo impulso brindado por la apertura de ese mercado de exportación a la economía boliviana en su conjunto y, especialmente, en que constituye la inauguración de un nuevo ciclo en el patrón de acumulación primario exportador, que

ha caracterizado a la economía nacional durante toda su historia republicana.

Durante 25 años, los Gobiernos de Brasil y de Bolivia entablaron negociaciones para establecer un proceso de integración energética basado, fundamentalmente, en la exportación de gas natural boliviano para proveer a la pujante industria brasileña. El proyecto data de 1974 (durante la gestión de los Gobiernos militares de ambos países), pero en la práctica no avanzó hasta mucho después.

Se retomó una década más tarde, durante el Gobierno boliviano de Hernán Siles, y alcanzó la firma de un contrato preliminar entre las empresas Yacimientos Petrolíferos Bolivianos (YPFB) y Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) para la exportación de 400 millones de pies cúbicos diarios durante 20 años.

En 1988, el Gobierno boliviano neoliberal de Paz Estenssoro volvió a negociar con su par brasileño un convenio más amplio que incluía, además de la venta de gas natural y la construcción de un gasoducto, la edificación de varias plantas industriales con financiamiento brasileño: una planta productora de urea/amoniaco de 200 mil toneladas anuales, una planta termoeléctrica con capacidad de 500 MW y una planta productora de polietileno de 100 mil toneladas anuales (Mariaca, 2003), reflejo de la importancia que le asignaba Brasil a la creación de un mercado de gas a partir de la importación de grandes volúmenes del energético.

En 1992, se firmó el Acta de Integración Energética sobre la base de la Carta de Intenciones suscrita por el Ministerio de Energía e Hidrocarburos, YPFB y Petrobras, en la que se había acordado la venta de 8 a 16 millones de metros cúbicos diarios, la construcción del gasoducto y la continuación de negociaciones de contratos de asociación entre las dos empresas estatales para explotar en áreas como San Alberto, San Antonio, Sararenda, Sara, Boomerang y otras; además, se definió la ruta del gasoducto Puerto Suárez-Corumba (YPFB, 2000a).

Con el acta de integración, se avanzó en la definición de los aspectos técnicos y financieros del proyecto de exportación y de la construcción del gasoducto. De acuerdo a un expresidente de YPFB (Enrique Mariaca), debido a la presión ejercida por organismos internacionales (como el Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional), que promovían las políticas de ajuste estructural, se incluyeron cuestiones contrarias al interés del país, como la introducción de un transportador en tanto propietario y operador del gasoducto, el financiamiento privado extranjero del gasoducto, la firma del contrato de asociación con Petrobras en los campos de San Alberto y San Antonio, y la participación de Petrobras en el mercado interno de carburantes boliviano (Mariaca, 2003).

Entre 1993 y 1996, las negociaciones originaron una serie de versiones del contrato de exportación debido, principalmente, a la definición del volumen de venta. En definitiva, en 1996 Bolivia y Brasil firmaron el contrato de largo plazo (20 años), con un volumen total de 7,2 Tcf y la construcción del gasoducto transfronterizo financiado por Brasil. La administración del gasoducto estaría a cargo de dos empresas: Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) en el lado brasileño y Gas Trans Boliviano S.A. (GTB) en el lado boliviano,

que operarían a cada lado de la frontera, y la propiedad correspondería a ambas empresas en diferentes proporciones en las dos secciones: 85 % de YPFB en la sección boliviana y 80 % de Petrobras en la sección brasileña¹.

En abril de 1996, el Gobierno nacional promulgó la Ley 1689 de Hidrocarburos y, para completar la estrategia exportadora, incorporó en ella una disposición que disminuyó las regalías mediante una nueva tipificación de los reservorios, determinando que los Reservorios Existentes son los que se encuentren en producción a la fecha de promulgación de la norma, y los Reservorios Nuevos, aquellos cuya producción se inicie a partir de esa fecha. Los primeros continuarían pagando un agregado de 50 %; en cambio, el rendimiento de los segundos pagaría solamente 18 % del valor de la producción fiscalizada.

Para favorecer aún más a Petrobras, participante fundamental del contrato de exportación de gas natural, en noviembre

del mismo año se aprobó la Ley 1731 que modificó la tipificación de

los hidrocarburos: los Nuevos pasaron a ser las Reservas Probadas de reservorios en actual producción, y los Existentes, los restantes. De esa manera se aseguró que los hidrocarburos de los campos San Alberto y San Antonio estuvieran sujetos al pago de regalías y participaciones por solo 18 % de su valor fiscalizado, puesto que ambos yacimientos no tenían reservas certificadas por una empresa reconocida internacionalmente, pese a que YPFB había informado en 1995 de la existencia de 5,8 Tcf de gas en San Alberto y 1,5 Tcf en San Antonio (*ibid.*).

La política en tiempos de los Gobiernos neoliberales en Bolivia consistió, entonces, en dejar en manos de las empresas transnacionales el control tanto de las áreas petroleras como de la cadena productiva, a cambio de entregar una fracción menor de las ganancias en forma de impuestos, los cuales fueron reducidos drásticamente

1 Actualmente, la composición accionaria de las empresas es la siguiente: en TBG, 51 % Petrobras, 29 % BBPP Holding Ltda., 12 % YPFB Transporte do Brasil Holding Ltda. y 8 % GTB-TBG Holding S.A.R.L.; en GTB, 51 % YPFB Transporte, 38 % EIG Pipeline AB y 11 % Petrobras Gas S.A. (TBG, 2020; GTB, 2017).

para incentivar la inversión en la exploración, la extracción y la exportación de hidrocarburos, especialmente de gas natural.

Por todo lo señalado, se puede colegir que el proyecto de exportación y la política aprobada para su materialización corresponden a una estrategia de integración empresarial de Petrobras para cumplir el propósito, asignado por el Estado brasileño, de desarrollar el mercado energético de ese país. Como señala un estudio de los expertos y funcionarios de la Agencia Nacional do Petróleo, Gas Natural e Biocombustíveis (ANP):

En realidad, la lógica de integración fue una estrategia adoptada no solamente por Petrobras, pero por un gran número de agentes que, en el caso de Sudamérica, buscaran actuar en la producción en países con reservas, como Bolivia, en el transporte y en la distribución, en países con potencial crecimiento del mercado, como Brasil. [...] Petrobras, la principal empresa de la industria de petróleo y gas de Brasil, buscó integrarse obteniendo derechos de producción en Bolivia, participación en empresas transportistas en ambos países y participación en empresas

distribuidoras en el mercado brasileño (Pinto y Cecchi, 2017).

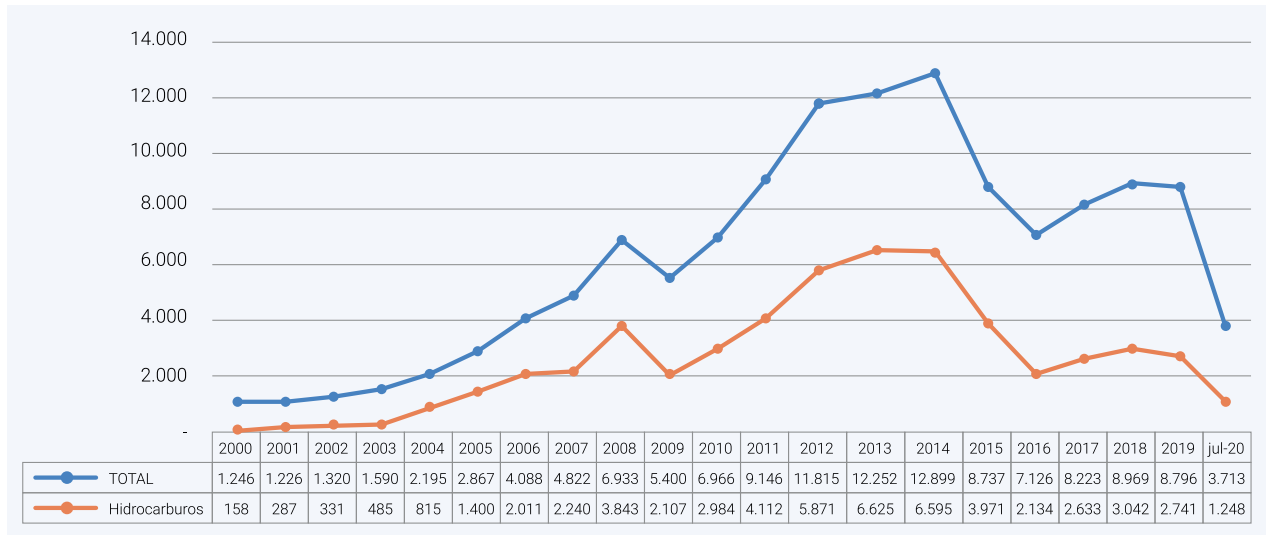
Incremento de la exportación de hidrocarburos y protagonismo en la oferta exportadora nacional

La exportación a Brasil se inició en julio de 1999 y, al año siguiente, el valor de la exportación de gas natural se había triplicado, incrementando la participación de la exportación de hidrocarburos en las exportaciones totales de 6 a 13 % para el año 2000. En 2006, un año después de aprobarse la nueva ley de hidrocarburos que elevaba la participación estatal en la renta hidrocarburiífera, las exportaciones de gas y de petróleo constituían el 49 % (gráfico 1).

Por consiguiente, se puede afirmar que el incremento de la oferta exportadora del país durante las dos últimas décadas se ha basado, principalmente, en el aumento de las exportaciones de gas natural.

En la primera década, las exportaciones de gas natural estaban dirigidas casi exclusivamente al mercado de Brasil. Desde 2011, merced a la entrada en vigencia de un nuevo contrato de exportación a Argentina, se confirió un mayor impulso a las exportaciones de gas natural. El contrato incluía la venta

Gráfico 1 Bolivia: valor de exportaciones anuales (millones de dólares)



Fuente: elaboración propia, con base en INE, 2020.

acumulada de 6,6 Tcf en 20 años y definía un volumen máximo diario de 23,5 MMm³/d para los últimos seis años de vigencia.

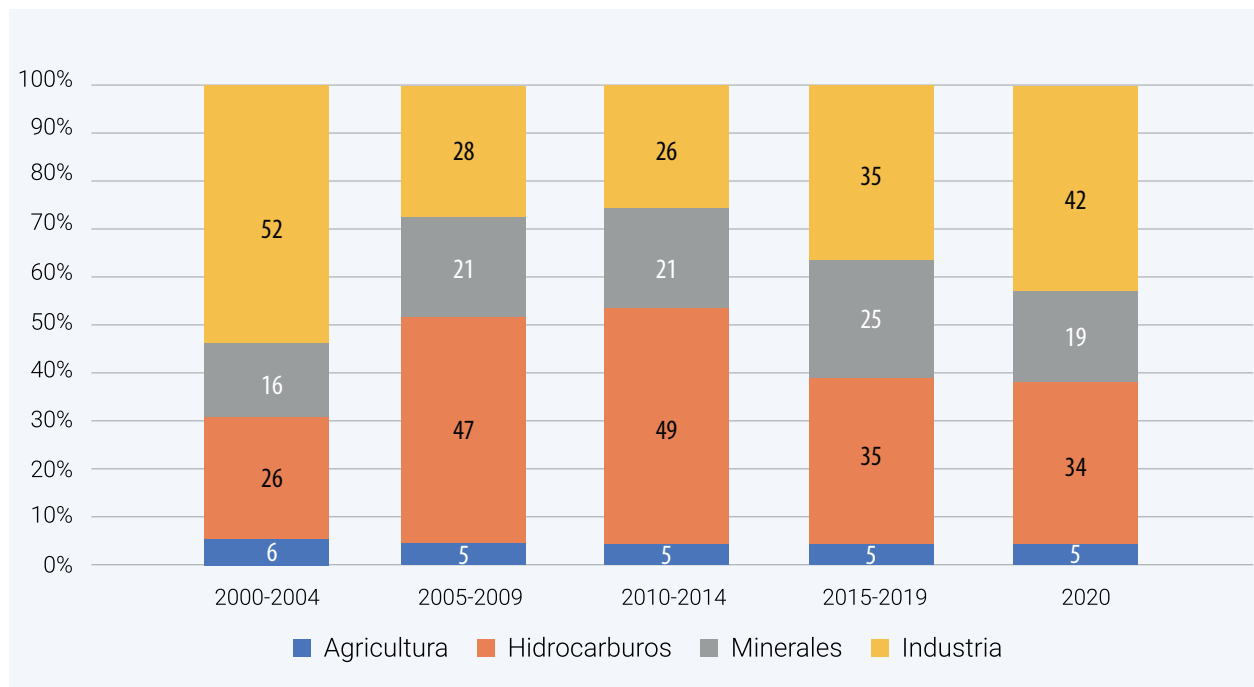
A partir de ese año, la participación relativa de ambos mercados de destino fue cambiando: mientras en 2010 solo el 15 % de las exportaciones de gas tenía como destino el mercado argentino, en 2015 ya ascendía a 33 % y en 2019 llegaba a constituir el 46 % de las ventas externas de este producto.

Además, tras la recuperación de los precios internacionales de los minerales a partir del año 2003, la exportación de los mismos se incrementó de manera importante. En consecuencia, las exportaciones de las dos

industrias extractivas cobraron predominancia en las exportaciones nacionales, revelando la primarización de la oferta productiva nacional y marcando un nuevo auge de la economía y la política rentistas.

Como se distingue en el gráfico 2, la suma de las exportaciones de ambos sectores extractivos constituirá desde 2005, y durante década y media, más de la mitad de la oferta exportadora, relegando a las exportaciones de productos industriales y revirtiendo los avances logrados en la década de 1990, cuando se incentivó la producción y exportación de los denominados productos no-tradicionales (como las manufacturas de prendas de vestir y productos agroindustriales).

Gráfico 2 Valores de exportaciones sectoriales, participación por quinquenio



Fuente: elaboración propia, con base en información de UDAPE, 2019 e INE, 2020.

La producción de hidrocarburos crece para cumplir el contrato de exportación y aumenta su participación en el PIB

La producción de gas natural se elevó continuamente desde 2005, pasando desde los 6,3 MMm³/d del inicio del contrato con Brasil, hasta los 59,7 MMm³/d en 2015 (con la única excepción del año 2009, debido a los cambios en la economía internacional derivados de la crisis de 2008).

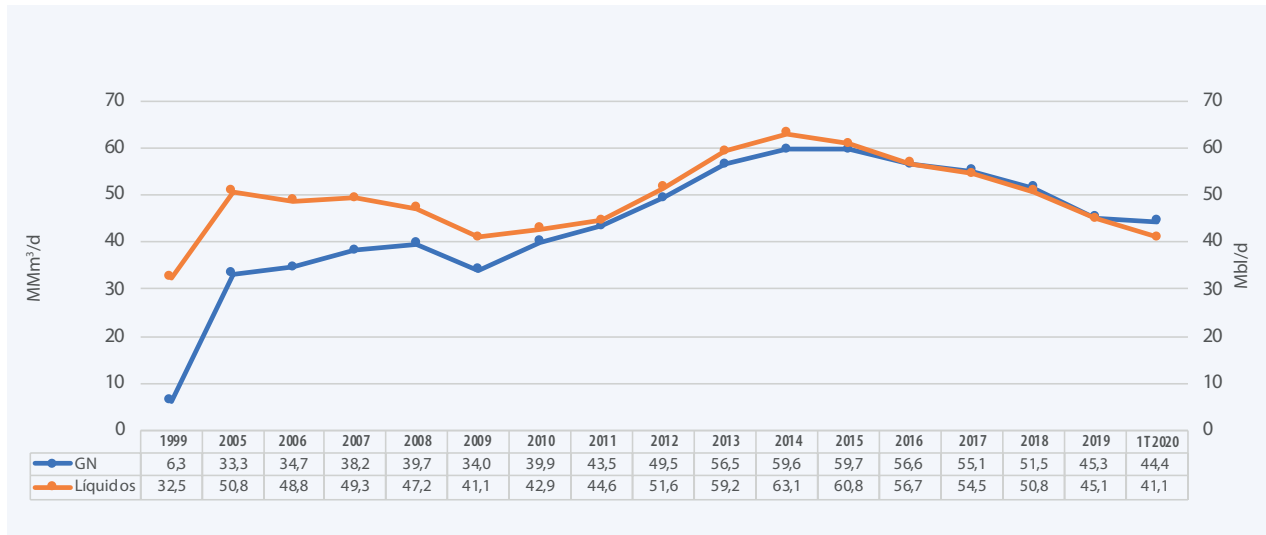
La producción de petróleo, condensado y gasolina también aumentó, situándose en torno a los 50 mil barriles diarios, cantidad que parece constituir el techo de la producción

potencial y continúa siendo deficitaria respecto al consumo interno.

En contraste, de 2016 a 2019, la producción de hidrocarburos declinó hasta alcanzar niveles similares a los del comienzo de la década, como se advierte en el gráfico 3.

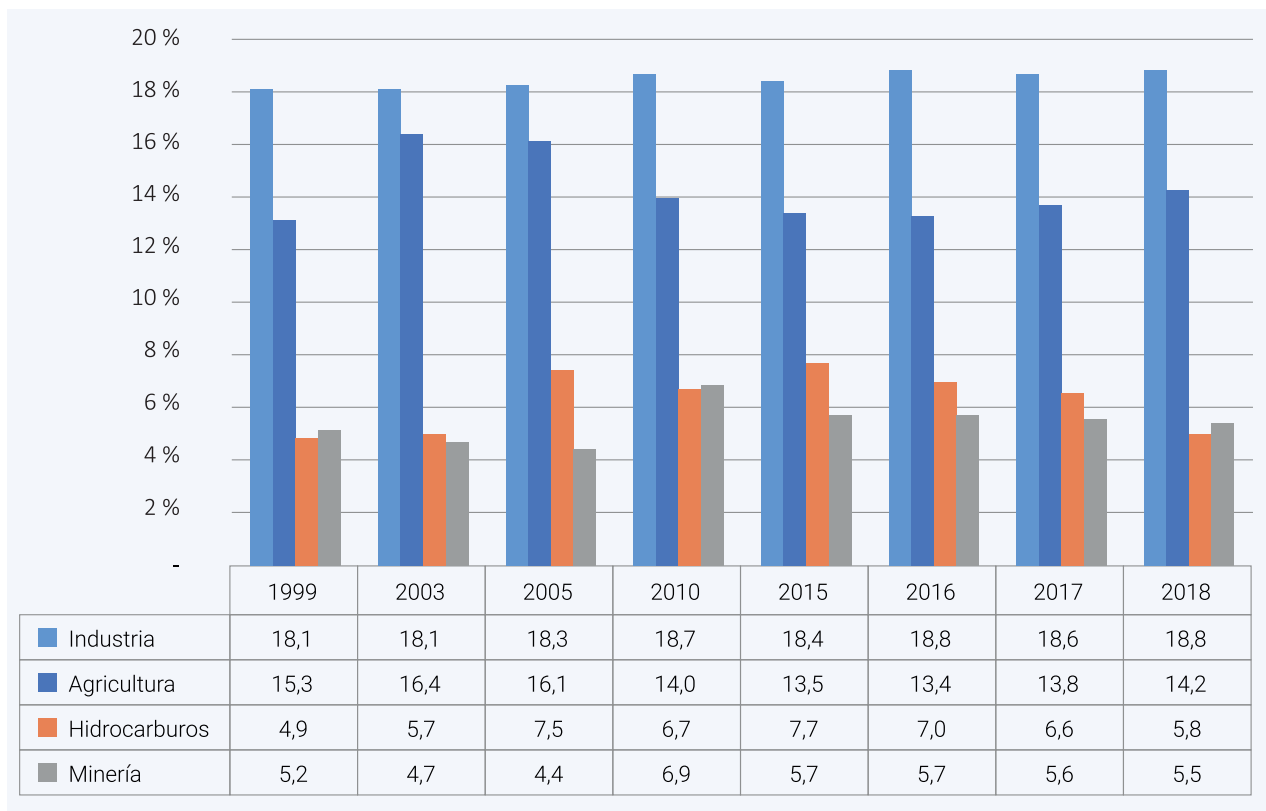
El trayecto de la producción de hidrocarburos se explica no solo por la necesidad de cumplir el compromiso asumido con Brasil y Argentina, sino porque refleja el objetivo central de la política sectorial desde tiempos de los Gobiernos neoliberales y mantenido por el Gobierno de Evo Morales: la monetización acelerada de las

Gráfico 3 Producción fiscalizada de hidrocarburos, promedios diarios



Fuente: elaboración propia, con base en información de Fundación Jubileo, 2020 y CNI-YPFB, 2020b.

Gráfico 4 Participación en el PIB a precios constantes y valores básicos



Fuente: elaboración propia, con base en información de UDAPE, 2019.

reservas conocidas por parte de las empresas transnacionales que controlan los yacimientos. En efecto, los cambios impuestos en el régimen tributario durante el año 2005 no provocaron la salida de las compañías extranjeras (como habían amenazado tiempo atrás) porque, al hacerse cargo el Estado de la negociación de enormes y duraderos contratos de exportación, la monetización de las reservas a su cargo estaba garantizada: lo que perdían con una tasa de ganancia menor era compensado por la masa de ganancia asegurada con esos contratos.

El incremento de la producción de hidrocarburos —que acentúa el carácter primario exportador del patrón de desarrollo vigente— se concretiza mediante el aumento de su participación en el producto nacional, la cual se eleva a partir de 2003, pero es más notoria desde 2005, cuando la producción de gas natural se quintuplica, alentada por las exportaciones con mayores precios.

Cambio drástico en la apropiación de la renta hidrocarburífera

En el año 2005, como resultado del Referéndum del Gas de 2004, se promulgó la nueva Ley de Hidrocarburos 3058, que determinó un nuevo régimen tributario sectorial, en

el cual destacaba la creación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) con una alícuota del 32 % sobre el valor de la producción fiscalizada.

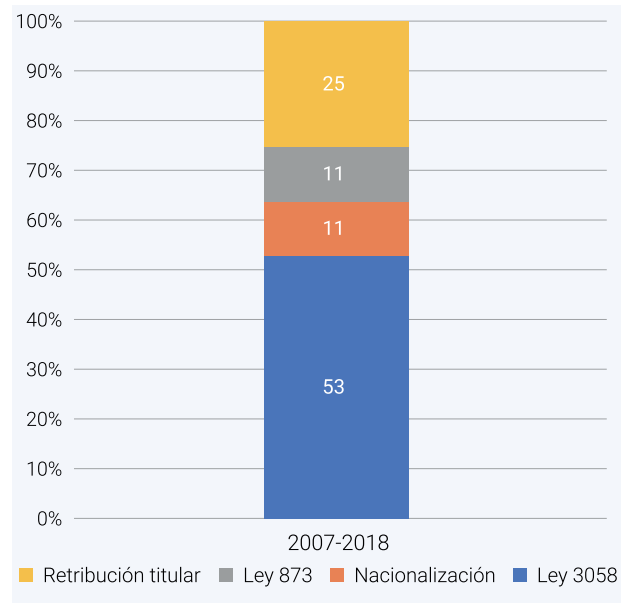
El nuevo régimen tributario mantuvo las regalías de 11 % para los departamentos productores y la regalía compensatoria departamental de 1 % para dos departamentos pobres. La participación del 6 % para YPF, que fijaba la ley de 1996, se convirtió en una participación del TGN. Tanto el IDH como las regalías y participaciones se pagarían a partir del valor de la producción fiscalizada de hidrocarburos.

En mayo de 2006, el Gobierno del Movimiento al Socialismo (MAS) aprobó el Decreto Supremo 28701, denominado “Héroes del Chaco” y presentado como “nacionalización”. Sus principales disposiciones fueron: la obligación transitoria de las empresas de migrar sus contratos, como disponía la Ley 3058, y la creación de una “Participación de YPF” en la utilidad de todos los contratos; participación variable y dependiente del nivel promedio de precios del petróleo, del volumen de extracción de gas natural de cada titular de contrato y del monto de la inversión no amortizada respectiva (factor B).

La obligatoriedad de transformar los contratos de las operadoras fue reforzada con la imposición de un pago adicional del 32 % sobre el valor de la producción fiscalizada para los campos cuya producción promedio para la gestión 2005 hubiera sido mayor a los 100 millones de pies cúbicos diarios (MMpc/d), durante el “periodo de transición” de 180 días. Así, las compañías se veían impelidas a apresurar la transición de sus contratos para no pagar este porcentaje adicional. Sin embargo, en los hechos, esa imposición alcanzaba únicamente a dos campos, que cumplían esa condición: San Alberto y Sábalo (ambos bajo control de Petrobras), quedando el resto de los campos gasíferos exentos de dicha obligación.

El Gobierno del MAS utilizó la confusión generada por la norma respecto al nuevo régimen tributario, aseverando que la “nacionalización” había elevado los impuestos a las operadoras extranjeras hasta el 82 % del valor de la producción; versión que entre sus adherentes reforzó el discurso sobre la nacionalización e incrementó su apoyo, mientras que en las filas de sus detractores aumentó el mito del carácter del régimen como estatista e incluso “socialista”.

Gráfico 5 Distribución del Ingreso Comercial Neto



Fuente: elaboración propia, con base en información de YPFB, 2020c.

De esa manera, durante el periodo 2007-2018, la participación estatal en los ingresos provenientes de la extracción de hidrocarburos giró en torno al 75 %. El incremento ciertamente ha sido extraordinario, como producto de las reformas posteriores a la llamada “Guerra del Gas” de 2003, pues con la vigencia de la Ley 1689 aprobada en 1996, que había reducido las alícuotas para los “hidrocarburos nuevos”, la recaudación estatal por regalías y participaciones había alcanzado en 2004 solamente el 29 % del valor de los hidrocarburos.

El *government take* promedio del periodo 2007-2018 estuvo compuesto por un 53 % proveniente del régimen tributario sectorial aprobado por la Ley 3058 del año 2005, un 11 % por concepto de participación de YPFB en las utilidades y otro 11 % originado en el régimen tributario general. Consecuentemente, el restante 25 % fue percibido por el titular/operador del campo, por concepto de devolución de costos y utilidades.

El monto acumulado de la renta estatal hidrocarburífera, de 2006 a marzo de 2020, superó los 39.800 millones de dólares, un nivel de ingreso histórico para Bolivia, que estuvo administrado mayoritariamente por el Gobierno de Evo Morales durante los últimos 14 años.

Elevada dependencia fiscal en los distintos niveles de gobierno

La participación anual promedio de los ingresos provenientes de la explotación de los hidrocarburos —solo extracción o *Upstream*— llegó a constituir cerca de la mitad de todos los ingresos corrientes del gobierno general (Gobierno nacional y gobiernos autónomos subnacionales) durante los primeros diez años posteriores a las reformas. A partir de 2015, dicha participación fue disminuyendo hasta niveles por debajo del 20 %, a causa de la caída de los

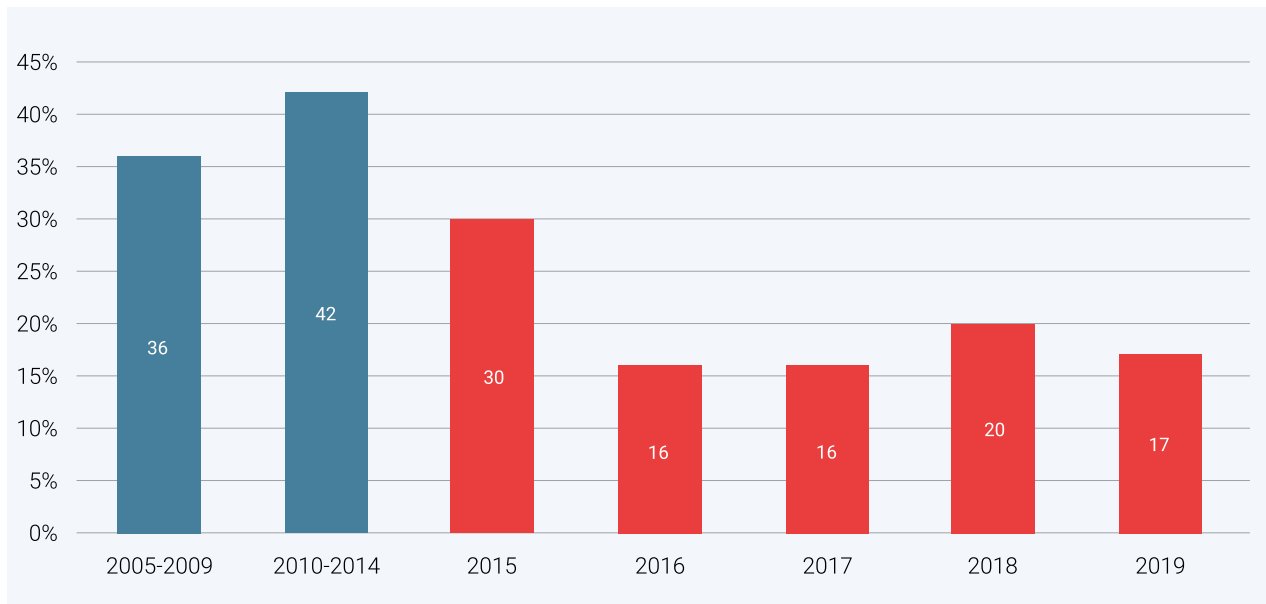
volúmenes de producción y de los precios de exportación de gas natural (gráfico 6).

La dependencia de los ingresos de los gobiernos autónomos departamentales, que son los principales perceptores de recursos provenientes de hidrocarburos, fue muy alta, llegando a significar durante el periodo 2011-2015 más de dos tercios del total de sus ingresos. La declinación de su participación es notoria desde 2014 (gráfico 7).

De la misma manera, los ingresos por hidrocarburos respecto del total de recursos que reciben los gobiernos departamentales y los gobiernos municipales del Gobierno central se situaron por encima del 70 % y del 80 % durante el periodo 2005-2015, para caer por debajo de ese nivel solo durante los últimos años.

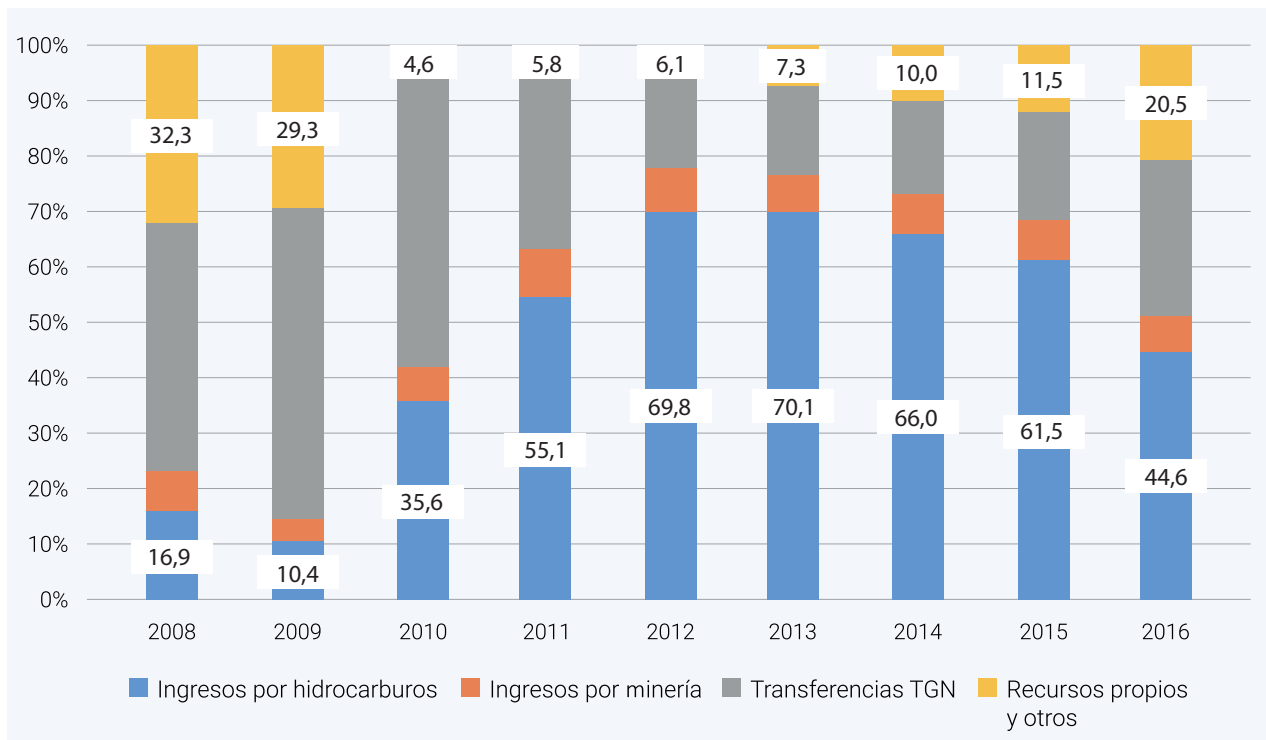
Como el precio del gas natural exportado está ligado al precio del petróleo West Texas Intermediate (WTI), los ingresos percibidos por los gobiernos subnacionales por concepto de explotación de hidrocarburos estuvieron supeditados a los cambios en dicha cotización. De esa manera, con la caída de la cotización internacional entre 2014-2016, el nivel de participación de esa fuente también descendió, para luego restablecerse en 2017-2018, aunque sin recuperar la preponderancia anterior (gráfico 8).

Gráfico 6 Participación de Ingresos por Hidrocarburos en Ingresos Corrientes del Gobierno General



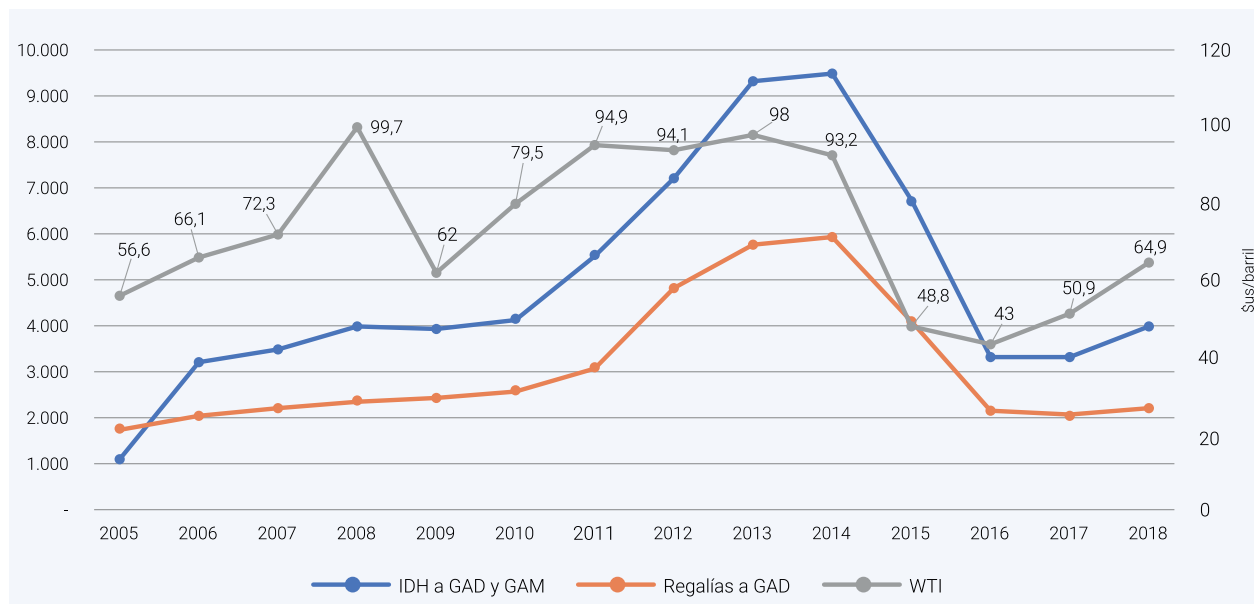
Fuente: elaboración propia, con base en información de UDAPE, 2019 y BCB, 2020.

Gráfico 7 Ingresos de gobiernos departamentales por fuente (porcentajes)



Fuente: elaboración propia, con base en Linares, 2018.

Gráfico 8 Transferencias por hidrocarburos y precio WTI (en millones de bolivianos)



Fuente: elaboración propia con base en MEFP, 2018.

El desarrollo del contrato de exportación a Brasil y el incremento de las reservas de hidrocarburos

La existencia de un contrato de gran volumen y de larga duración permitió el desarrollo del sector hidrocarburífero en Bolivia. En este proceso, también fue determinante la entrega de los principales campos gasíferos —a través de contratos de riesgo compartido— a compañías extranjeras.

Según YPF, el incremento en el nivel de reservas se produjo en 1999, cuando las reservas probadas y probables de gas natural aumentaron de 8,58 Tcf medidas en enero a 23,37 Tcf para el 31 de octubre del mismo año, gracias a “los descubrimientos efectuados en los campos San Alberto y

Sábalo (Bloque San Antonio) de Petrobras e Itaú de Total” (YPFB, 1999). Cabe señalar que, desde 1997, la certificación de reservas fue realizada por la empresa DeGolyer & MacNaughton, invitada por YPF y las empresas productoras (YPFB, 2000b).

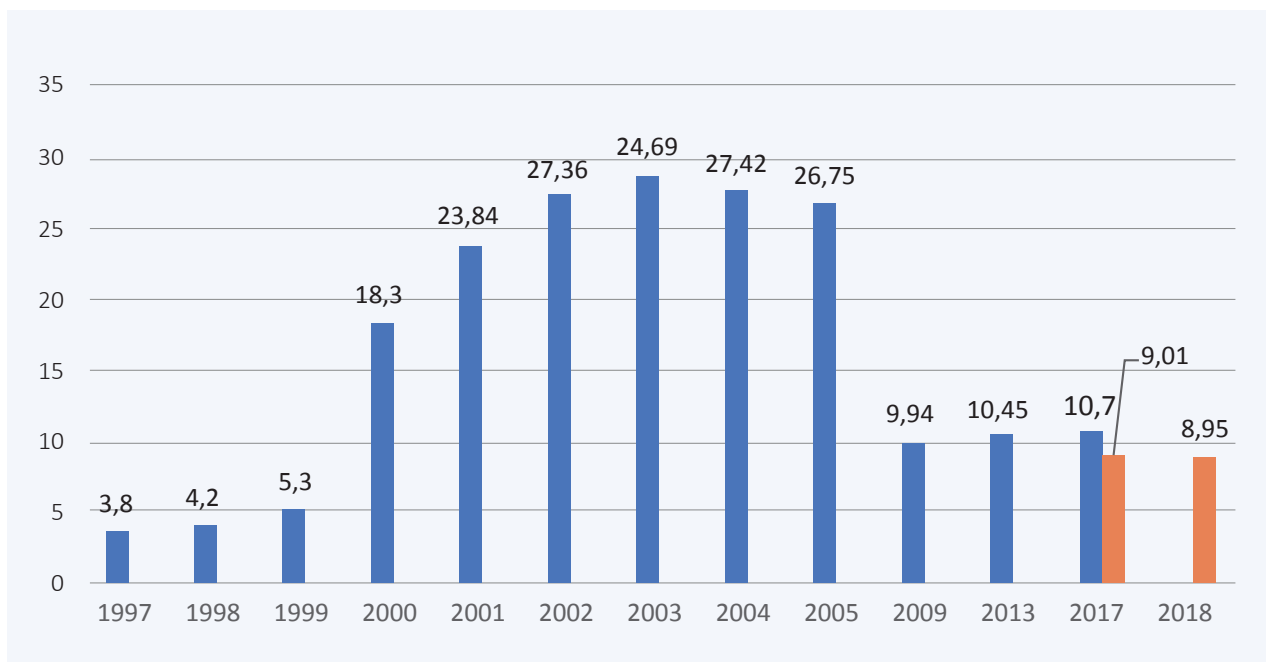
Esos resultados, según la misma fuente, se alcanzaron a partir del incremento de las inversiones de las empresas operadoras: 130,4 millones de dólares en 1997; 374,6 millones de dólares en 1998, y 372,2 millones de dólares en 1999; montos que equivalían al 48,2 %, 61,9 % y 64 % de las inversiones totales, respectivamente (YPFB, 1999).

Sin embargo, el éxito de las labores de exploración de las empresas transnacionales

puede ser relativizado si consideramos que YPF ya había informado sobre la existencia de enormes reservas potenciales en los principales campos, aun antes de su capitalización dispuesta por el Gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada. En efecto, según el expresidente de YPF, Enrique Mariaca, la empresa estatal había confirmado que los campos San Alberto, San Antonio, Bermejo y Bulobulo tenían enorme potencial de reservas de gas; más aún, en 1995, la Gerencia de Exploración de YPF había hecho pública la información de que se contaba con 7,21 Tcf de reservas al 1 de enero de 1995 (Mariaca, 2003), por lo que el incremento de reservas se debería en gran medida a la inversión y al trabajo previo de YPF.

Como se aprecia en el gráfico 9, las reservas probadas de gas natural sufrieron una caída abrupta y significativa a partir de 2009, según la información de la primera certificación llevada a cabo por el Gobierno de Evo Morales. Esta drástica reducción no ha sido satisfactoriamente explicada hasta hoy, aunque en algunas publicaciones las autoridades atribuyeron dicho fenómeno a la manipulación especulativa de las empresas extranjeras en las certificaciones del periodo 2000-2005 para lograr ganancias en las bolsas de valores (Vincenti, 2013; Martínez, 2010). Con todo, detrás de esas causas persiste el hecho incontrovertible de que las empresas transnacionales aceleraron la extracción de las reservas conocidas, especialmente de los campos maduros (Márquez, 2013).

Gráfico 9 Reservas probadas de GN (Tcf)



Fuente: elaboración propia con base en información de Fundación Jubileo, 2020; datos para 2017 y 2018, YPF, 2020b.

A pesar de que el Gobierno de Morales estaba al tanto de la caída de las reservas en 2006 a solo 12,7 Tcf (por información de la certificadora DeGolyer & MacNaughton que dejó de trabajar aquel año), elaboró la Estrategia de Hidrocarburos sobre la base del dato de 26,7 Tcf (Martínez, 2010). Peor aún, el ocultamiento de esa información le llevó a impedir la publicación de las auditorías realizadas por Enrique Mariaca, en cumplimiento del DS 28701 de “nacionalización”, lo que implicó, además, la incorporación de datos falsos de inversión por parte de las empresas, reduciendo los ingresos posibles de YPFB en los nuevos contratos de operación.

Esa actitud gubernamental se explica por la intención de sostener su discurso sobre la existencia de inmensas reservas, que justificarían su monetización a través de la exportación de materia prima y la obtención de enormes rentas fiscales, así como su objetivo de convertir a Bolivia en “corazón energético de la región”.

2. Situación actual

Caída de las exportaciones, de la producción y de los precios

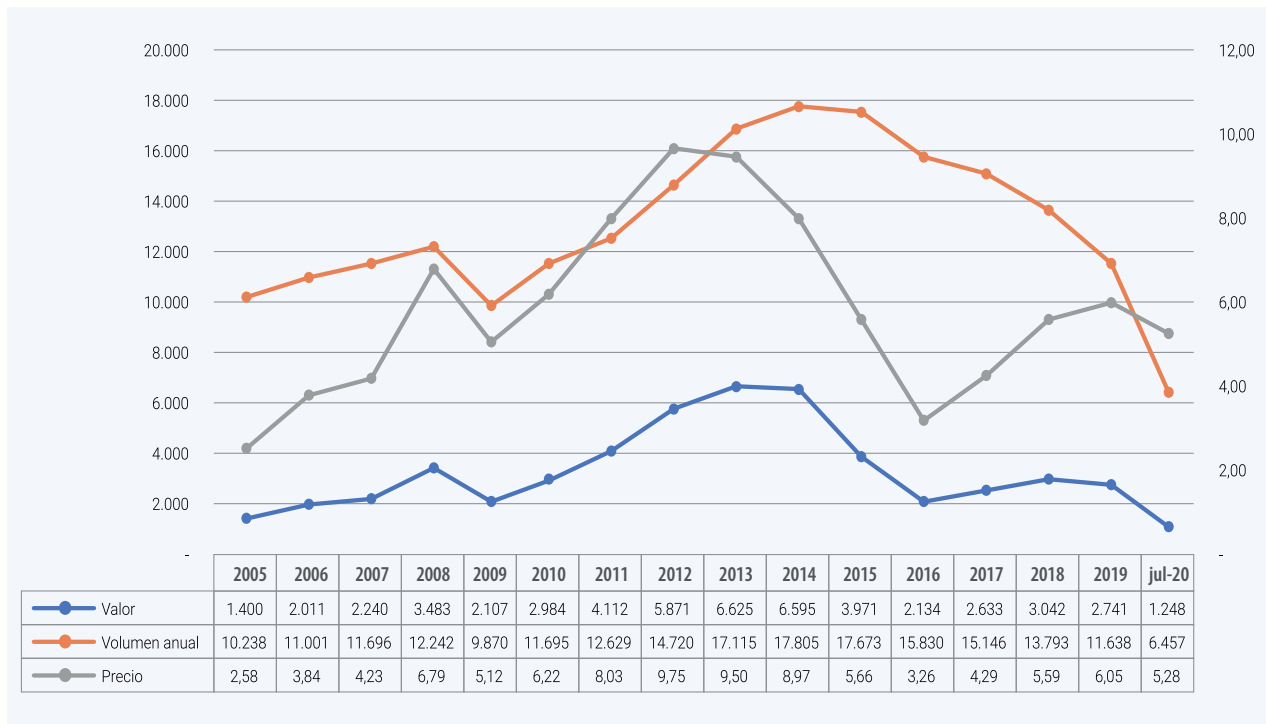
De acuerdo a la información oficial, las exportaciones de gas natural disminuyeron

desde 2015. Aquel año el valor alcanzó los 3.971 millones de dólares, un 40 % menos que al año anterior, cuando se había exportado gas por valor de 6.595 millones de dólares. Ese resultado fue ocasionado por la reducción del precio promedio unitario de las exportaciones a Brasil y Argentina: de 8,97 dólares por MMBtu a solo 5,66 dólares para 2015.

La caída del valor de las exportaciones de gas natural es tendencial. A pesar de que la reducción de los precios unitarios explica en gran medida esta caída para los años 2015 y 2016, en todo el quinquenio ese comportamiento también fue determinado por la reducción de la cantidad: el volumen exportado cayó sostenidamente desde 2015, al punto que en 2019 solamente se exportaron 11.688 MMm³, una reducción de 34 % respecto del volumen vendido al exterior en 2014, cuando se exportaron 17.805 MMm³.

Además, la reducción de la venta de gas natural no se verificó únicamente en las exportaciones, sino también en el congelamiento de los volúmenes de venta en el mercado interno. Mientras la comercialización a los consumidores locales había subido a una tasa de 10 % anual en el periodo 2006-2012, durante los siguientes siete años lo hizo solo a una tasa de 5,3 %.

Gráfico 10 Valor, volumen y precio de exportaciones de GN (dólares, MMm³ y \$us/MMBtu)



Fuente: elaboración propia, con base en información de INE, 2020; MH, 2020, y Fundación Jubileo, 2020.

La realidad que subyace a la caída de las exportaciones de gas natural es la reducción sostenida de la producción nacional. Como muestra el gráfico 3, la producción de gas natural estuvo cayendo desde 2016, cuando se obtuvo un promedio diario de 56,6 MMm³, menor al volumen promedio registrado el año anterior en 3,1 MMm³/d. Ese volumen diario continuó cayendo durante los próximos años, llegando en 2019 a una producción diaria de 45,3 MMm³. Además, como la producción de líquidos —principalmente de condensado— está asociada a la extracción de gas natural, este comportamiento también afectó a la producción nacional de

hidrocarburos líquidos, que cayó desde los 63.100 barriles diarios, en 2014, a solo 45.100 barriles diarios en 2019.

De acuerdo a una evaluación reciente de YPF (2020), la caída tendencial de la producción se debe al agotamiento de los megacampos San Alberto y Sábalo, que no pudo ser compensado por la producción del campo Margarita, que elevó su capacidad hasta los 19 MMm³/d gracias a dos ampliaciones sucesivas de su planta de compresión entre 2012 y 2015, ni por la incorporación del campo Incahuasi desde 2016.

Para el presente año, si consideramos que la producción diaria promedio hasta julio fue de 40,2 MMm³, podríamos esperar una caída en el volumen de producción en torno al 11 %, menor a la caída sufrida en 2019, cuando la producción bajó en 15 % (gráfico 10), a pesar de la cuarentena obligada por la crisis y de la reducción de la demanda internacional. A esa situación se sumaría la reducción de los precios de exportación, provocando una importante caída del valor de las exportaciones: a julio, el precio de exportación promedio a Brasil fue de 4,47 dólares por MMBtu, menor en 20 % a los 5,53 dólares que se pagaron como promedio en 2019; del mismo modo, el precio de venta a la Argentina cayó en 18 %, de 6,72 a 5,54 dólares por MMBtu.

Cabe aclarar que, en el caso del contrato con la Argentina, la reducción de las exportaciones —que habían caído desde 2018— se explica por la drástica reducción de volúmenes determinada por la cuarta adenda al contrato de compra-venta de gas entre IEASA y YPFB firmada en enero de 2019 por el Gobierno de Morales. El nuevo contrato redujo el número de “meses pico” de invierno (periodo con mayor demanda) de 5 a 3 meses, incorporó un periodo de 2 meses de invierno con menor demanda y mantuvo los 7 meses de verano. Así, el promedio mensual disminuyó, de

los 19,1 MMm³/d de la adenda de 2010, a solo 13,6 MMm³/d en la nueva adenda, que tendrá vigencia por los años 2019 y 2020. Como compensación, se elevó el precio, incrementando el mismo en un 15 % si el volumen demandado excediese los 10 MMm³/d en los meses de verano, y cambiando el precio de fórmula por el precio del GNL más un adicional de 0,8 dólares si el volumen excediese los 10 MMm³/d en el resto de los meses (IEASA, 2019).

Por otra parte, en el caso del contrato con Brasil, el Gobierno transitorio de Jeanine Añez negoció y acordó la octava adenda al contrato de exportación que feneció a fines de 2019, prolongando la venta por cuatro años más. Los términos del acuerdo afectaron el valor de las exportaciones debido a que se redujo el volumen de la demanda comprometida por Brasil en el contrato original y se ocasionó una reducción del precio neto a partir de la modificación del punto de entrega del gas natural, que hizo recaer en Bolivia el costo de transporte por el tramo entre el antiguo punto y el nuevo. Las justificaciones oficiales fueron, esencialmente, la necesidad de contar con ingresos reales, debido a que el volumen demandado por Brasil podría haberse fijado únicamente en el nivel necesario para entregar los volúmenes pagados, pero no retirados en el

pasado por el comprador (cláusula *take or pay*) y, en segundo lugar, la insuficiencia de la producción de gas natural para cumplir con la provisión de los dos mercados de exportación y del mercado interno, la cual podría ocasionar multas (como sucedió en años anteriores). Así, la nueva adenda fijó un volumen de gas natural en el rango entre 14 y 20 MMm³ diarios y un cargo por transporte a YPF de más de 220 millones de dólares durante los siguientes tres años. De esa manera, la información oficial de fuentes brasileñas (Ministério de Minas e Energía, 2020) revela que la cantidad de gas exportada por Bolivia en los primeros ocho meses de este año alcanza a un promedio de 16,13 MMm³/d menor en 10 % al promedio de 17,90 MMm³/d de la gestión pasada.

Caída de las reservas de hidrocarburos

Detrás de la caída tendencial de las exportaciones y de la producción se encuentra la caída de las reservas certificadas de hidrocarburos —particularmente de gas natural— a lo largo del periodo 2006-2019. Como señalamos antes, además de la probable manipulación especulativa del nivel de reservas probadas de gas por parte de las empresas transnacionales, está la evidencia de la ineficiencia de la política sectorial desarrollada por el régimen del Movimiento al Socialismo (MAS).

Su política hidrocarburífera aplicó continuidad a la orientación rentista de la política de los Gobiernos neoliberales que lo precedieron y la agudizó, puesto que mantuvo como prioridad la recaudación de la renta para financiar sus políticas de clara orientación populista. La captura de un porcentaje importante de la renta (el *government take*) fue posible, además, por el interés de las empresas transnacionales —que mantuvieron el control de la producción de los hidrocarburos— en monetizar lo más aceleradamente posible las reservas descubiertas entre finales de los noventa y el primer quinquenio del nuevo siglo.

Esa situación también explica por qué las empresas extranjeras no abandonaron el país después de la “nacionalización” de mayo de 2006, aunque antes del referéndum de 2004 habían sostenido que la elevación de las tasas de tributación resultaba imposible porque sus costos ascendían al 80 % del precio de exportación. Revelando la falsedad de tal argumento, las compañías mantuvieron sus negocios y compensaron la reducción de su tasa de ganancia con el incremento de la masa de ganancia, previsible por la consolidación del contrato de exportación a Brasil y la firma de un nuevo contrato con la Argentina, en un contexto de precios altos de las materias primas.

Un detalle importante de la nueva realidad sectorial a partir de la “nacionalización” de 2006 es que, a pesar de que la misma implementó el mandato de la Ley 3058 referido a la migración de contratos como condición para la permanencia de las empresas productoras (lo cual permitió negociar mejores condiciones tributarias), no incorporó medidas adicionales de trascendental importancia (como la obligatoriedad de reposición de las reservas por parte de los titulares de los campos). De ese modo, la coincidencia pragmática entre el objetivo gubernamental de incrementar sostenidamente los ingresos fiscales y el interés de las empresas en extraer aceleradamente sus reservas, acabó provocando el agotamiento de las reservas de los principales megacampos gasíferos y creando enormes dificultades para la propia política exportadora, pues disminuye la posibilidad de garantizar la provisión para otros eventuales contratos de exportación de largo plazo.

El incumplimiento de la obligación de las autoridades sectoriales de realizar anualmente la certificación de reservas, la falta de transparencia de ese proceso e incluso la distorsión de la información acerca de la verdadera situación de las reservas, amén de la total ausencia de lectura sobre la realidad del mercado internacional del

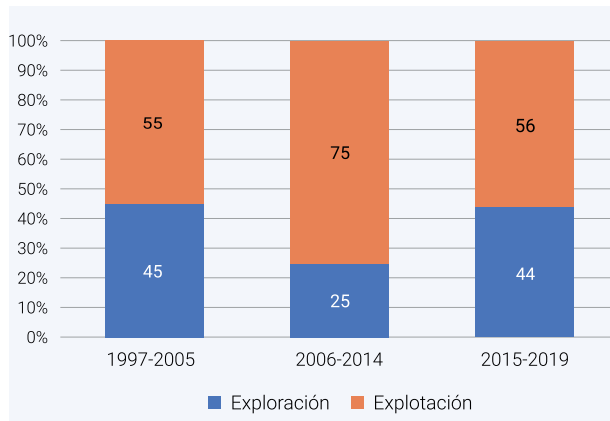
gas natural, revelan la negligencia de la administración que desembocó en la actual situación de incertidumbre sobre el futuro del negocio de la exportación de gas natural.

El gráfico 9 retrata esa situación, destacando no solo la inverosímil caída de las reservas, sino la poca consistencia de la información oficial al respecto, pues en el último año se revisó a la baja la certificación realizada en 2019, que fijaba el volumen de reservas probadas de gas en los 10,7 Tcf para 2017. Empero, como reveló el Gobierno transitorio, recurriendo a información de YPF, las reservas probadas para ese año serían de 9,01 Tcf, y las remanentes para 2018 solamente alcanzarían a 8,95 Tcf.

El factor que en gran medida explica el descenso del nivel de reservas de gas natural es, sin duda, el nivel de inversiones anuales en el sector. Durante los nueve años previos a las gestiones administradas por el MAS (periodo 1997-2005), las inversiones en el *upstream* de hidrocarburos, públicas y privadas, sumaron 3.351 millones de dólares. En el periodo de 14 años del Gobierno del MAS (2006-2019), las inversiones sumaron 9.300 millones de dólares. Por tanto, el promedio anual de inversiones en el segundo periodo fue de

664,33 millones (superior en 78 % al del primer periodo). Sin embargo, el promedio anual de inversiones destinadas a la exploración durante el segundo periodo fue mayor solo en 5 % al del primer periodo, lo que refleja el escaso interés de las compañías operadoras en buscar nuevos yacimientos que pudieran reponer las reservas consumidas.

Gráfico 11 Composición de inversiones anuales promedio en exploración y explotación en hidrocarburos



Fuente: elaboración propia, con base en información de Fundación Jubileo, 2020.

Como destaca el gráfico 11, durante los primeros dos periodos de gobierno del MAS, de 2006 a 2014, la composición de las inversiones en el *upstream* estuvo concentrada en la explotación, con el 75 % del total, relegando a la exploración solo el 25 % de las inversiones realizadas.

Solamente durante su último periodo de Gobierno se percibe la preocupación oficial sobre el nivel de reservas, como se puede ver en el Plan Estratégico Corporativo 2015-2019 (PEC 2015-2019) de YPFB, que fijó como meta el incremento de las reservas de gas en 5,4 Tcf, mediante la inversión de 4.309 millones de dólares en exploración, de una inversión total de 7.602 millones de dólares (YPFB, 2015). Sin embargo, la información oficial sobre las inversiones ejecutadas revela que durante dicho periodo solo se invirtió un total de 3.695 millones de dólares, correspondiendo 1.519 millones a la exploración, con una participación de 44 % en el total, porcentaje mucho menor al 57 % propuesto en el plan.

3. Las perspectivas

Insuficiencia de los procesos de diversificación económica: industrialización y sustitución de importaciones

El contexto actual de la economía boliviana está marcado por la crisis económica, acelerada por las medidas asumidas para enfrentar la pandemia de la COVID-19, pero tiene sus raíces en la implementación de la política rentista de los sucesivos Gobiernos del MAS de 2006 a 2019.

El denominado Modelo Económico, Social, Comunitario y Productivo (MESCP) se basa en la apropiación de una fracción mayor de la renta proveniente de la explotación de recursos naturales, principalmente no renovables, y su transferencia hacia los sectores “creadores de empleo”. Su principal postulado establece que los excedentes económicos generados en los sectores productivos de los hidrocarburos, la minería y la energía deben transferirse a los sectores económicos generadores de empleo e ingresos, como el agropecuario, la industria manufacturera, el comercio y el turismo.

La implementación de ese modelo durante el ciclo alcista de los precios de las materias primas —y, en gran medida, gracias a la modificación del régimen tributario de los hidrocarburos— permitió sustentar un periodo largo de crecimiento económico, con una tasa promedio de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) de 4,68 % para todo el periodo 2006-2014. Sin embargo, existe una clara declinación de esa tasa durante los últimos seis años, a partir de 2014, cuando alcanzó un promedio de 3,85 % (notoriamente menor que el promedio de 5,02 % del periodo 2006-2013), que revela una tendencia de desaceleración de la economía nacional.

El deterioro de la economía coincide cronológicamente con la reducción de las

exportaciones de gas natural y la consecuente caída de la renta fiscal, debido al elevado grado de dependencia de la explotación de recursos naturales que caracteriza al patrón de acumulación primario-exportador; en añadidura, la inflexibilidad de las importaciones —otra faceta del rentismo— provoca la presencia simultánea de déficit comercial. El déficit fiscal se presentó en 2014 y fue creciendo, desde el 3,4 % de aquel año, hasta el 8,1 % en 2018 y el 7,2 % en 2019. De la misma forma, el déficit comercial apareció en 2015 con 920 millones de dólares, después de haber registrado en 2014 un superávit de 2.360 millones, para alcanzar los 260 millones de dólares en 2019.

De ese modo, el debilitamiento de la producción primaria para la exportación repercutió en la debilidad de la demanda interna, como corresponde a un país altamente dependiente de las importaciones. En otras palabras, el gasto estatal —principalmente la inversión de capital— fue afectado por la paulatina caída de los ingresos por exportaciones.

Ante el desafío de mantener una tasa positiva de crecimiento del PIB, el Gobierno debió recurrir al incremento de la presión fiscal, al endeudamiento externo y a la disminución de las reservas netas de divisas.

La participación de la renta petrolera y minera en los ingresos del sector público no financiero cayeron de 36 % en 2014 a 18 % en 2017. La deuda pública externa aumentó de 6.036 millones de dólares en 2014 a 11.268 millones en 2019. Por su parte, las Reservas Internacionales Netas disminuyeron de 15.123 millones de dólares en 2014 a solo 6.466 millones en 2019.

El trasfondo de ese escenario es la ausencia de diversificación del aparato productivo del país, a pesar de los planes gubernamentales y de la enorme cantidad de recursos de los que dispuso el Estado boliviano durante la década y media pasada.

Una imagen general de las prioridades gubernamentales respecto a la economía puede observarse en la estructura de la inversión pública. Durante el periodo 2006-2019, la misma mantuvo su concentración en los sectores de infraestructura con un 46,7 % de la inversión pública (donde destaca el sector de transportes, que absorbió el 35 %), de manera semejante a la que prevaleció en los Gobiernos neoliberales; los sectores sociales (salud, educación, saneamiento básico y urbanismo) captaron el 28,5 %; los sectores productivos (agropecuario, industria y multisectoriales) absorbieron el 11,5 % y, finalmente, los sectores extractivos captaron el 10,9 % del total.

Estos datos revelan que no se cumplió con el planteamiento del modelo económico gubernamental, que especificaba que las rentas provenientes de recursos naturales se orientarían a fortalecer los sectores productivos (como la agropecuaria y la industria). Así, no se verifica el postulado de que los sectores estratégicos proveerían de recursos a los sectores generadores de empleo e ingresos, sino la continuidad de la política fiscal enfocada en el desarrollo de infraestructura (especialmente para el transporte).

La industrialización, como estrategia fundamental para la diversificación económica, fue interpretada por los teóricos del régimen del MAS como un proceso guiado por el Estado, pero con la participación "armónica" de todos los actores económicos: Estado, empresarios nacionales, empresarios extranjeros, pequeños productores urbanos y rurales mercantilizados, comunidades campesinas y unidades sociales cooperativas. Con base en el postulado de que el Estado dirigiría el desarrollo económico e intervendría activamente en la transferencia de excedentes hacia los otros sectores productivos, se asignaron roles diferenciados en el proceso de industrialización: el Estado, a través de las empresas públicas, y el capital extranjero impulsarían la industrialización de

los sectores estratégicos con el objeto de garantizar la generación de excedentes, en tanto que los pequeños productores estarían abocados a la implementación de industrias locales de pequeña escala para proveer de “valores de uso” a las poblaciones locales.

Este tipo de industrialización expresaría la realización de una nueva concepción ajena al capitalismo: la modernización por la vía “alternativa” de las “industrias populares” a cargo de los pequeños productores urbanos y rurales que no se sujetarían a la lógica de la acumulación privada, sino a la redistribución social de la riqueza. Se trataría de la “irradiación” de las formas comunitarias en toda la sociedad.

A partir de esa concepción, el régimen de Evo Morales encaró la industrialización, invirtiendo parte de la renta obtenida en la explotación de los recursos naturales no renovables en la implementación de plantas de procesamiento tanto de minerales como de gas para la exportación y en la creación de numerosas empresas manufactureras de pequeña escala.

En el caso del sector minero, se tenía previsto desarrollar varios proyectos con una inversión de alrededor de 2.800 millones de dólares. Inicialmente, entre 2006 y 2009, se pretendía implementar cinco proyectos

de industrialización: acero en el Mutún, cobre catódico en Corocoro, ácido sulfúrico en Eucaliptus, bismuto en Telamayú y salmueras en Uyuni. En 2010, se inscribieron otros cuatro adicionales: nuevo horno para fundición de estaño en Vinto, refinación de zinc en Oruro y Potosí, de antimonio en Vinto, y de plomo-plata en Karachipampa. Finalmente, en 2012, se daba cuenta de la rehabilitación de la planta industrial de Pulacayo, con capacidad de fabricar y reparar herramientas, maquinaria y equipo para la minería y la industria.

De los diez proyectos, solo cinco (la refinera de hierro, la planta hidrometalúrgica de cobre, las refineras de zinc, la nueva fundición de estaño y la industrialización de las salmueras) eran novedosos, pues el resto consistía en la rehabilitación de antiguas plantas, paralizadas a fines del pasado siglo. Más todavía, de los cinco proyectos nuevos, únicamente la planta hidrometalúrgica de cobre y el nuevo horno Ausmelt de la fundición de Vinto se encuentran en pleno funcionamiento; mientras que, en el caso de la industrialización de salmueras, el avance es parcial: funcionamiento de la planta industrial de cloruro de potasio, de la planta piloto de carbonato de litio y de las plantas piloto de materiales catódicos y de fabricación de baterías; construcción de la planta industrial de carbonato de litio.

Hasta 2019, el proyecto de industrialización de salmueras del Salar de Uyuni significó una inversión pública de 650 millones de dólares, aunque la producción en ese año apenas alcanzó las 26.700 TM de cloruro de potasio (aproximadamente 7,6 % de la capacidad de producción) y las 420 TM de carbonato grado técnico (menor al necesario para la fabricación de baterías); consecuentemente, en 2019 las ventas anuales de todos los productos sumaron poco más de 5 millones de dólares. Por lo demás, el proceso se había complejizado a finales de 2018, cuando se estableció una empresa mixta, entre la estatal Yacimientos de Litio Bolivianos (YLB) y la alemana ACI Systems, para la producción futura de hidróxido de litio y la fabricación de baterías. Esta situación evidencia no solo las dificultades derivadas de las características del yacimiento, sino las limitaciones del método de producción de carbonato de litio desarrollado por YLB, razón por la cual se ha tenido que modificar el proyecto estatal inicial, dando paso a la producción de hidróxido de litio para recuperar más litio de las salmueras residuales y abriendo esta fase a la inversión extranjera privada.

Los otros dos proyectos novedosos considerados estratégicos en el plan de industrialización: la implementación de una acería con el hierro del Mutún y la

fundición de zinc (el material más importante de la producción nacional), tropezaron con numerosos problemas derivados de la falta de planificación gubernamental y de la politización de las decisiones de inversión. Así, en marzo de 2019 se inició la construcción de la acería en el Mutún que abarcaría 42 meses, bajo un nuevo contrato con la empresa china Sinosteel, que sustituyó el fallido contrato con Jindal de la India, que no había avanzado en el proyecto desde 2006. En el caso de las refinerías de zinc, los sucesivos intentos de adjudicación del proyecto a una empresa extranjera acabaron frustrados, debido al poco interés de los potenciales inversionistas y a las inverosímiles condiciones de la licitación.

En el ámbito de los hidrocarburos, la industrialización avanzó con la implementación de dos plantas separadoras de líquidos (Río Grande y Gran Chaco) y la planta productora de urea/amoniaco. La inversión de todas ellas alcanzó los 1.800 millones de dólares, constituyendo la mayor apuesta por la industrialización del Gobierno de Morales. Adicionalmente, se instalaron una planta de licuefacción de gas natural (GNL) y una fábrica de tuberías, accesorios y films de polietileno con base en materia prima importada, con una inversión conjunta de 212,4 millones de dólares.

En el presente año, se informa desde esferas gubernamentales que las plantas funcionan por debajo de su capacidad instalada: la planta de urea/amoniaco está paralizada y entre octubre de 2017 y fines de 2019 habría producido solo 642.653 TM de urea, a pesar de que su capacidad diaria es de 1.200 TM; por su parte, la planta de GNL estaría operando al 10 % de su capacidad, y entre julio de 2016 y fines de 2019 solamente habría producido 20.369 TM, siendo su capacidad anual de 75.600 TM (*Página Siete*, 2020). En el caso de las plantas separadoras de líquidos, si bien su producción ha permitido cubrir la demanda nacional y la exportación de algunos excedentes a países vecinos, actualmente estarían operando a niveles muy lejanos de su capacidad instalada: la de Río Grande a 80 % y la de Gran Chaco a entre 30 % y 40 %. Ese comportamiento no sería atribuible únicamente a los efectos de la cuarentena por la COVID-19, pues la información oficial señala que en 2019 se produjeron 376.701 TM, aunque la capacidad agregada anual de ambas plantas llega a más de 930.000 TM (YPFB, 2020).

Finalmente, los proyectos de industrialización del sector manufacturero comprenden, por una parte, una serie de pequeñas plantas productoras de alimentos diseñadas con el objetivo de proveer algunos

productos para el consumo de las poblaciones locales, puesto que su escala de producción les impediría inclusive competir en el mercado nacional con industrias privadas (García, 2013) y, por otra, plantas de producción de cemento, ensambladora de computadoras, fabricación de papel y cartón. De acuerdo a una publicación del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (MEFP) de 2017, el Gobierno tenía en esa fecha 36 empresas públicas a su cargo, 16 de las cuales estaban en funcionamiento, 15 en implementación y 5 cerradas (MEFP, 2017).

La trascendencia económica de los proyectos de industrialización y la situación de las empresas públicas creadas durante los tres periodos de gobierno del MAS se reflejan en los siguientes datos. Según el MEFP, los ingresos consolidados de las empresas públicas en los años 2016, 2017 y 2018 alcanzaron un promedio de 45.116 millones de bolivianos, equivalentes a 6.482 millones de dólares, 69 % de los cuales provenían de las ventas de hidrocarburos de YPFB, 7 % de las ventas de minerales y metales de la Corporación Minera de Bolivia (COMIBOL) y de la Empresa Metalúrgica Vinto (EMV), y el resto de todas las otras empresas estatales. De esa manera, se puede colegir que las ventas de las empresas públicas, concentradas en la exportación de gas natural por

parte de YPF, muestran una participación minoritaria en la producción de empresas implementadas en el llamado proceso de industrialización: alrededor del 1,1 % de las ventas constituido por GLP doméstico proveniente de las nuevas plantas de separación de líquidos, un 3,1 % por exportación de estaño metálico producido por el nuevo horno de la EMV y un porcentaje indeterminado de ventas de las empresas de manufactura, ubicadas dentro del 3,4 % correspondiente a “otras empresas” que proveen al mercado interno.

Estrategias contingentes para recuperar las rentas fiscales

Ante los poco alentadores resultados de la industrialización, como fuente de nuevos ingresos que atenuaran la caída de las rentas fiscales, desde el Gobierno de Morales se promovieron dos estrategias adicionales: el incremento de la capacidad de generación de electricidad para la exportación y la producción de biocombustibles para sustituir la importación de combustibles en el mercado interno, particularmente de diésel oil y gasolinas.

Después de sufrir una crisis de potencia a principios de la anterior década, debido a la insuficiente inversión por parte de las empresas privadas que continuaron

operando en el país merced a un convenio con el Gobierno, el régimen procedió a una serie de nacionalizaciones orientadas a incrementar la capacidad de generación de electricidad y a la ampliación de la cobertura del servicio para la población. Sucesivos planes energéticos elevaron la oferta de electricidad, aunque lo hicieron fundamentalmente a partir de fuentes fósiles, en particular mediante la implementación de plantas generadoras de ciclo combinado, que recurren a la combustión de gas natural subsidiado. Con un precio por MMBtu fijado en 1,30 dólares desde el año 2000, se desalentaron las inversiones en energías alternativas, situación que no cambió con las políticas del Gobierno del MAS, las cuales se desentendieron de las orientaciones de la Constitución Política del Estado de 2009 que establecen promover la producción de energías limpias y sostenibles.

Así, la participación de la capacidad instalada de plantas termoeléctricas (a gas natural y diésel), aumentó de un 66,5 % en 2006 a 72 % en 2019, mientras que la participación de las plantas hidroeléctricas cayó de 33,5 % en 2006 a 21 % en 2019. La diferencia estriba en la incorporación de plantas con fuentes alternativas, para 2019, de 7 %.

Con todo, el dato más importante es que, frente a una demanda máxima de 1.600

MW, la oferta reflejada en la capacidad instalada es de 3.600 MW, diferencia que patentiza una capacidad ociosa que no solo es expresión de la falta de consistencia de la planificación energética, sino que se convierte en un elevado costo para los consumidores que financian la inversión. El crecimiento desmedido de la oferta se explica, sin embargo, precisamente por la estrategia gubernamental de sustituir los ingresos fiscales perdidos por la caída del negocio del gas natural a través de la exportación de electricidad a países vecinos, estrategia que nunca despegó y que hoy en día se encuentra en cuestión.

En el caso de la segunda estrategia, la producción de biodiesel, los planes oficiales de producción de etanol anhidro para la elaboración de gasolina especial de 85 octanos y gasolina premium, a partir de su mezcla con gasolina natural y gasolinas importadas de mayor octanaje, no ha dado los resultados esperados, lo que ha provocado cuestionamientos sobre su capacidad para reducir la importación de combustibles. Además, sus efectos en términos

sociales y ambientales no guardan relación con el discurso gubernamental referido al cuidado del medioambiente y la mejora de las condiciones de vida: por un lado, considerando los precios internacionales del etanol, el precio que la empresa estatal YPFB paga a los productores de etanol (principalmente empresarios cañeros) deriva en una subvención de aproximadamente 110 % por litro a cargo de los consumidores; por otro, para alcanzar los volúmenes proyectados de etanol, se originará una mayor deforestación de áreas boscosas con el propósito de habilitarlas como tierras agrícolas para producir caña de azúcar, soya y sorgo. En esa dirección apuntan varias normas aprobadas por los Gobiernos de Evo Morales y de Jeanine Añez, que favorecen la ampliación de la frontera agrícola en tierras bajas y la utilización de semillas transgénicas².

Perspectivas

Las consideraciones precedentes dan cuenta de una situación muy difícil para el futuro del sector de hidrocarburos y

2 Ley 1171 de abril de 2019, ley de uso y manejo racional de quemas. DS 3973 de julio de 2019; autoriza desmonte en tierras privadas y comunitarias de los departamentos de Santa Cruz y Beni. Ley Departamental 93 de noviembre de 2019; aprueba el Plan Departamental de Uso del Suelo del Beni, que permite la conversión de tierras forestales en agrícolas. DS 4232 de mayo de 2020; autoriza procedimientos abreviados para la evaluación de caña de azúcar, maíz, algodón, trigo y soya genéticamente modificados.

de la economía boliviana en su conjunto. La extrema dependencia económica, en particular la del fisco, en ausencia de alternativas de financiamiento del Estado y de fuentes de divisas extranjeras para importaciones, se ve agravada por la virtual crisis de la producción y de la exportación de gas natural. En esas condiciones, es poco probable la asunción de políticas orientadas a la transición energética y a un tipo de desarrollo “descarbonizado”, pues el Estado y la misma población se enfrentan al dilema de promover una economía más amigable con el medioambiente o de garantizar no solo el financiamiento del Estado, sino la dinámica del conjunto de la economía, determinada sustancialmente por los recursos provenientes de la explotación de recursos naturales no renovables, es decir, por la continuidad del patrón de acumulación primario exportador y la política estatal rentista.

La trascendencia de ese dilema estuvo presente en las propuestas de los partidos políticos para las elecciones generales de octubre de este año, con contenidos que podrían constituir la base de las políticas que implemente el nuevo Gobierno nacional. Las dos principales candidaturas, Carlos Mesa por Comunidad Ciudadana (CC) y Luis Arce por el Movimiento al Socialismo (MAS), han coincidido en la necesidad de

incorporar algunas medidas que modifiquen o refuercen la orientación de las políticas sectoriales vigentes, apuntando a la recuperación de los ingresos fiscales. Sin embargo, existía una clara diferencia entre las dos propuestas en lo concerniente a los objetivos de largo plazo.

CC postulaba el cambio del patrón de desarrollo “extractivista” vigente, por un desarrollo sostenible. Planteaba que, al cabo de 10 o 15 años, a partir de la implementación de nuevas políticas públicas, se podría sustituir la economía basada en la explotación de recursos naturales por una economía “creativa, verde, circular y colaborativa” que promueva el consumo responsable y el reciclaje que evite el desperdicio de recursos; para ello, sería necesario ampliar la base productiva y diversificarla. Esta orientación de la economía formaría parte de un desafío mayor: una sociedad democrática, inclusiva y ecológicamente sostenible.

Sin embargo, durante bastante tiempo, el país seguirá viviendo de la explotación de hidrocarburos y de minerales, aunque bajo un marco regulatorio que permita reducir los impactos ambientales y se adapte a la “transición energética y ecológica”. Así, durante el periodo de transición hacia ese ideal, la implementación de normas que prohíban la explotación de hidrocarburos y

minerales en áreas protegidas y territorios indígenas, que suspendan los “incentivos legales y financieros” para la deforestación, que fomenten la “regeneración natural” de áreas deforestadas y que impulsen la industrialización del litio, estará acompañada por la continuidad del actual régimen fiscal de hidrocarburos, la creación de nuevos incentivos para la exploración, la consolidación de mercados de exportación y la seguridad jurídica para los capitales extranjeros.

Por su parte, el MAS planteaba la consolidación de la base económica para asegurar el futuro, sosteniendo que se debe recuperar lo avanzado durante sus anteriores gestiones de gobierno. De ese modo, postulaba la “aceleración de la industrialización” a través de la implementación de proyectos para el cambio de matriz energética, para generar una industria básica “química, siderúrgica y petroquímica” y mediante políticas de sustitución de importaciones e incremento de exportaciones para “fortalecer la generación de divisas”. En otras palabras, planteaba la continuidad de las políticas rentistas basadas en la explotación de recursos naturales y el incremento de la industrialización como base de la diversificación económica.

En consecuencia, el MAS prometía retomar y ampliar la industrialización del litio, abarcando nuevos yacimientos como los de

Coipasa y Pastos Grandes, promoviendo la fabricación de otros productos adicionales al carbonato de litio; reiteraba el objetivo de implementar una acería en el Mutún; ratificaba el objetivo de incrementar la generación de electricidad para el mercado interno y la exportación, a partir de la construcción de plantas hidroeléctricas, térmicas, solares y eólicas, y enfatizaba la continuidad del programa de biocombustibles, ampliándolo a la producción de biodiesel. Respecto a los impactos ambientales de la explotación de recursos naturales y del cambio climático, aunque reiteraba el discurso de “respeto a la Madre Tierra” y la aspiración a un “desarrollo sostenible”, solamente postulaba la vigencia de conceptos genéricos como la “gestión, mitigación y regulación” de los mismos.

Se puede observar que, en las propuestas de los partidos políticos, la necesidad de iniciar un proceso de transición hacia una economía menos contaminante —a partir de reformas en la explotación de recursos naturales y energía— queda relegada por la continuidad de las principales políticas extractivas, bajo los argumentos de la urgencia de reactivar la economía o, inclusive, de la excelencia de estas para garantizar el crecimiento económico y el bienestar social. Por tanto, es muy probable que, en el quinquenio siguiente, se reediten las políticas del Modelo Económico Productivo, Social y Comunitario (MEPSC) y se

prosiga con medidas que habían empezado a implementarse, como la mayor apertura a la inversión extranjera en los sectores extractivos y de energía, iniciada con los incentivos a la producción de hidrocarburos, la apertura de las áreas protegidas, la ley de inversiones y la ley de empresas públicas corporativas, que dio lugar a la incorporación de capitales extranjeros al negocio del litio y que se esperaba que orientase en el mismo sentido la reestructuración de la empresa minera estatal.

Para terminar, cabe plantear algunas consideraciones respecto a las posibilidades de que en el futuro inmediato se verifiquen cambios favorables a la transición energética y la lucha contra el cambio climático en la orientación de las políticas públicas.

Más allá de las características del denominado extractivismo, que enfatiza el carácter dominante y primario de las actividades productivas principales de una economía, es preciso subrayar la vigencia de una orientación rentista de las clases y grupos sociales que controlan el poder económico y político de un país, que imponen la pervivencia del patrón primario exportador en países atrasados como Bolivia porque su propia existencia depende de la obtención de ganancias extraordinarias (rentas) merced a su potestad sobre la explotación económica de la tierra y los recursos naturales. Así, en la estructura de

la economía internacional marcada por la división del trabajo de los países, el papel de las economías atrasadas como proveedoras de materias primas no solo beneficia a los grandes capitales extranjeros, sino a grupos de élite nacionales que detentan los derechos de explotación de los recursos naturales, ya sea de manera privada o como autoridades y funcionarios estatales.

En el caso de Bolivia, durante la última década y media, el Gobierno del MAS ha orientado sus políticas al fortalecimiento de esas clases y grupos sociales a partir del control del aparato estatal (gobiernos subnacionales y empresas públicas) o de la implementación de políticas populistas que han “privatizado” en favor de sectores “sociales y cooperativos” la posesión de recursos naturales (principalmente minerales) y de enormes extensiones de tierras fiscales para la producción agrícola comercial; en la misma dirección han operado las medidas de excepcionalidad o de flexibilización de algunas normas relativas, por ejemplo, a la tributación.

De esta manera, un escollo fundamental para la incorporación de nuevas concepciones acerca del desarrollo, materializadas en políticas y acciones estatales, seguirá siendo la posición política y económica dominante de esos sectores “rentistas”, posición que es una de las razones en disputa en la actual crisis política que atraviesa el país.

Bibliografía

- BCB (Banco Central de Bolivia) (2020). Operaciones del Gobierno General. Gestión 2020, febrero. Disponible en https://www.bcb.gob.bo/webdocs/2020/informacion_economica/estadisticas/estadisticas_por_sectores/07/CUADRO%2060_1.xlsx (acceso 17/09/2020).
- Fundación Jubileo (2020). Estadísticas de Hidrocarburos. Disponible en <https://bit.ly/3h5rekG> (acceso 21/07/2020).
- García Linera, Álvaro (2013). *Las empresas del Estado. Patrimonio colectivo del pueblo boliviano*. La Paz: Vicepresidencia del Estado Plurinacional. Disponible en https://gitlab.com/martjanz/vp-bolivia/blob/master/docs/las_empresas_del_estado.pdf (acceso 24/11/2020).
- GTB (Gas TransBoliviano S.A.) (2017). *Memoria anual 2017*. Santa Cruz de la Sierra: YPFB y GTB. Disponible en <http://www.gastransboliviano.com.bo/gtb/qsomos/Memoria%20Anual/Memoria%20Anual%202017.pdf> (acceso 24/09/2020).
- INE (Instituto Nacional de Estadística) (2020). Cuadros estadísticos. Disponible en <https://www.ine.gob.bo/index.php/estadisticas-economicas/comercio-exterior/cuadros-estadisticos-exportaciones/> (acceso 01/10/2020).
- IEASA (Integración Energética Argentina S.A.) (2019). "4ta Adenda contrato compra-venta de gas natural IEASA-YPFB". Planeamiento Energético, Secretaría de Energía. Disponible en <http://www.ieasa.com.ar/wp-content/uploads/2019/02/USO-PUBLICO-sobre-la-4ta-adenda-al-contrato-compra-venta-IEASA-YPFB-feb-2019.pdf> (acceso 09/11/2020).
- Linares, Julio (2018). "Comportamiento de la renta hidrocarburífera en Bolivia 2010-2017. El fin de la bonanza", en *Reporte Anual de Industrias Extractivas 5*. La Paz: CEDLA.
- Mariaca, Enrique *et al.* (2003). *Relaciones Energéticas Bolivia-Brasil*. La Paz: FOBO-MADE. Disponible en <http://fobomade.org.bo/2003/06/01/relaciones-energeticas-bolivia-brasil/> (acceso 22/09/2020).
- Márquez, Jorge (2013). "Grandes retos del sector energético", en *Gas & Desarrollo. Análisis y perspectivas*, pp. 13-16. YPFB. Disponible en <https://www.ypfb.gob.bo/es/component/phocadownload/category/72-publicaciones.html?download=455:revista-gas-y-desarrollo> (acceso 23/07/2014).

- Martínez, Emilio (2010). "Reservas de gas: Bolivia tiene sólo 8,86 TCF". Portal electrónico Eju.tv. Disponible en <https://eju.tv/2010/10/reservas-de-gas-bolivia-tiene-slo-886-tcf/> (acceso 04/11/2020).
- MH (Ministerio de Hidrocarburos) (2020). Reporte diario. Informe de Precios 30/07/2020. Disponible en <http://sieceh.hidrocarburos.gob.bo/reportes/2020/Reporte%20de%20precios%2029.07.2020.pdf> (acceso 01/10/2020).
- MEFP (Ministerio de Economía y Finanzas Públicas) (2018). *Memoria de la economía boliviana 2018*. Disponible en <https://www.economiayfinanzas.gob.bo/memoria-de-la-economia-boliviana-2018.html> (acceso 19/12/2019).
- MEFP (2017). *Las empresas públicas en el nuevo modelo económico boliviano*. Disponible en https://repositorio.economiayfinanzas.gob.bo/documentos/2018/VPCF/Documentos/Libro_Las_Empresas_P%C3%ABlicas_en_el_Nuevo_Modelo_Econ%C3%B3mico_Boliviano_2017.pdf (acceso 24/11/2020).
- Ministério de Minas e Energia (2020). *Boletim mensal de acompanhamento da industria de gás natural*, núm. 162, agosto. Disponible en <http://www.mme.gov.br/documents/36216/1119340/08+-+Boletim+Mensal+de+Acompanhamento+da+Ind%C3%BAstria+de+G%C3%A1s+Natural+-+Agosto+2020.pdf/d04d090d-0d2f-180b-2bc0-920d5401ded8?version=1.0&download=true> (acceso 10/11/2020).
- Página Siete* (6 de noviembre de 2020). "Arce asumirá el poder con plantas ociosas, reservas y producción de gas en caída". *Página Siete*. Disponible en <https://www.paginasiete.bo/economia/2020/11/6/arce-asumira-el-poder-con-plantas-ociosas-reservas-produccion-de-gas-en-caida-274006.html> (acceso 06/11/2020).
- Pinto Pires, Melissa y José Cecchi (2017). "Regulación y *Open Access* en el mercado de gas natural en Brasil". I Congreso Internacional Desarrollo de la industria de gas natural en el Perú: crecimiento con seguridad. Osinergmin. Disponible en <https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-04/ANP.Regulaci%C3%B3n%20open%20access%20.pdf> (acceso 24/09/2020).
- TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil) (2020). "Perfil". Disponible en http://www.tbg.com.br/pt_br/atbg/perfil.htm (acceso 22/09/2020).

- UDAPE (Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas) (2019). *Dossier de Estadística Sociales y Económicas*, volumen 29. Disponible en http://www.udape.gob.bo/portales_html/dossierweb2019/htms/dossier29.html (acceso 01/10/2020).
- Vincenti, Fernando (2013). "Nacionalizamos para industrializar", en *Gas & Desarrollo. Análisis y perspectivas*, pp. 8-9. YPFB. Disponible en <https://www.ypfb.gob.bo/es/component/phocadownload/category/72-publicaciones.html?download=455:revista-gas-y-desarrollo> (acceso 23/07/2014).
- YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) (2020a). *Audiencia de Rendición Pública de Cuentas Final 2019 e inicial 2020*. Disponible en <https://www.ypfb.gob.bo/images/ypfb/Transparencia/RendicionPresidencia2020/AudienciaResultados2019Programacion2020.pdf> (acceso 05/11/2020).
- YPFB (2020b). Información Hidrocarbúrica. Disponible en <https://portalgis.ypfb.gob.bo/arcgis/apps/opsdashboard/index.html#/73fc6d018c7a41f5b339cd11bbfec964> (acceso 04/08/2020).
- YPFB (2020c). *Información Financiera. Contratos de Servicios Petroleros*. Disponible en <https://www.ypfb.gob.bo/es/component/phocadownload/category/157-contratos-petroleros.html?download=1893:contratos-petroleros-junio-2020> (acceso 04/08/2020).
- YPFB (2015). *Plan Estratégico Corporativo 2015-2019*. Disponible en <https://es.slideshare.net/benavifer/plan-estrategico-corporativo-ypfb-20152019> (acceso 22/07/2015).
- YPFB (2000a). *Informe mensual julio 2000*. Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contrato. Disponible en https://www.ypfb.gob.bo/informe_mensual_actividades/252943.pdf (acceso 25/08/2011).
- YPFB (2000b). *Informe mensual enero 2000*. Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contrato. Disponible en https://www.ypfb.gob.bo/informe_mensual_actividades/245579.pdf (acceso 25/08/2011).
- YPFB (1999). *Informe mensual diciembre 1999*. Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contrato. Disponible en https://www.ypfb.gob.bo/informe_mensual_actividades/273814.pdf (acceso 10/09/2018).

Ecuador: un análisis de la dependencia petrolera y sus retos en el contexto actual de la pandemia por COVID-19

Julio López Peña, Josué Veloz y Erik Camelos
Grupo FARO

Resumen ejecutivo

Este análisis expone algunos indicadores del sector petrolero, su situación actual en el contexto de la pandemia y algunas perspectivas para el sector y el Ecuador a corto y mediano plazo. El país reconoce al petróleo como uno de los sectores estratégicos. En el contexto de la pandemia generada por la COVID-19, marcada por una abrupta reducción del precio del petróleo, las perspectivas fiscales del país para los próximos años sufrieron cambios sustanciales, emergiendo la necesidad de financiamiento internacional. Con frecuencia, se ha relacionado el desarrollo socio-económico de Ecuador con la industria petrolera; sin embargo, se estima que el país se encuentra en el umbral del actual modelo económico de producción de petróleo.

En los próximos años, el sector petrolero enfrentará varias medidas de reestructuración, tanto en el funcionamiento de las empresas estatales como en la condición de exportador e importador de crudo y derivados. Definitivamente, las perspectivas de los precios internacionales del petróleo no son alentadoras. De esta manera, y de cara a las elecciones presidenciales y legislativas a desarrollarse en 2021, el sector petrolero continúa representando un tema central a debatirse a todo nivel, en especial en las esferas políticas y tomadoras de decisiones.

Introducción

La reciente crisis del petróleo, sumada al impacto de la pandemia global, ha hecho evidente la vulnerabilidad de varios países

productores de hidrocarburos en América Latina. En el caso de Ecuador, se reconoce constitucionalmente al petróleo como uno de sus sectores estratégicos, reservándose el Estado la exclusividad para ejercer su plena propiedad y detentar su administración, regulación, control y gestión. En 2017 se estableció el pico de producción petrolera, proyectándose el agotamiento de las reservas para el lustro 2040-2045 (Nashawi *et al.*, 2009; INER, 2016; Castro Verdezoto *et al.*, 2019).

En el contexto de la pandemia generada por la COVID-19, la abrupta reducción en el precio del petróleo —\$ 61 en enero, \$ 33 en mayo e incluso valores negativos en meses posteriores— generó cambios sustanciales en las perspectivas fiscales del país para los próximos años. La complicada situación económica que enfrenta el país podría acarrear una flexibilización ambiental, bajo los argumentos de la reactivación económica y la recuperación competitiva del aparato productivo.

Este 2020, el sector petrolero ha enfrentado varios problemas técnicos relacionados con la producción y el sistema de oleoductos, que han generado repercusiones, como la reducción de actividades de perforación. Adicionalmente, se espera que

varias reformas de carácter institucional en las empresas estatales —específicamente, la fusión de las dos hidrocarburíferas del país— se concreten. En agosto se confirmó que Petroecuador absorberá a Petroamazonas. Por consiguiente, el primero asumirá todas las competencias de la cadena de valor hidrocarburífera: exploración, producción, transporte, refinación, almacenamiento y comercialización.

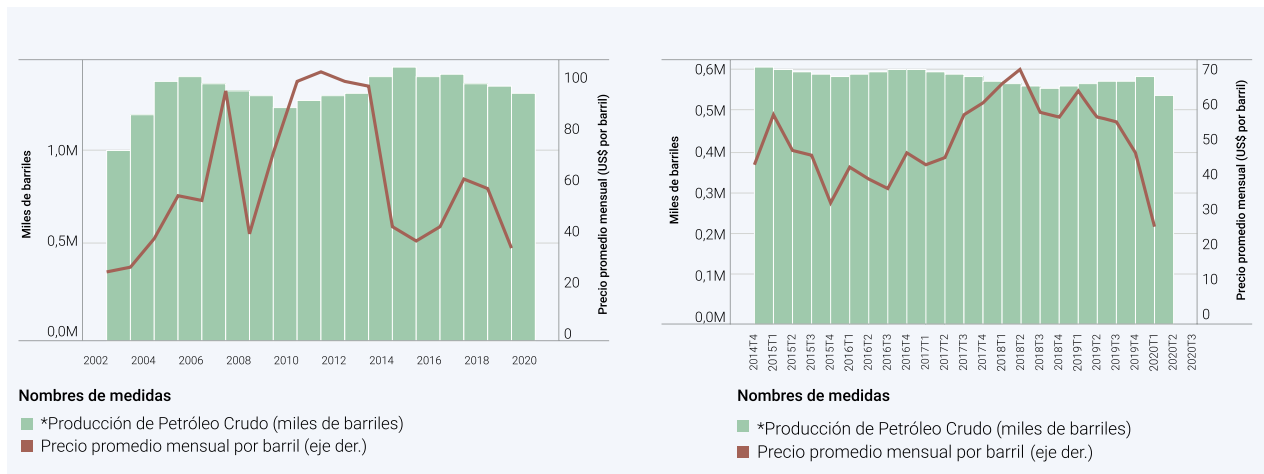
El presente artículo está compuesto por tres secciones. La primera presenta las principales cifras del sector durante los últimos años, con el fin de establecer la situación actual del sector. La segunda examina signos y elementos de la dependencia petrolera del país en dimensiones económicas, políticas y sociales. Finalmente, la última sección aborda las perspectivas a corto y mediano plazo del sector, así como las alternativas de políticas orientadas a superar la dependencia de las exportaciones de hidrocarburos en el contexto de la pandemia COVID-19.

1. Situación actual del sector petrolero ecuatoriano

Producción

La producción de petróleo crudo en Ecuador es endógena y, si se compara con la

Gráfico 1 Evolución de la producción de petróleo crudo y del precio por barril (2004=100)



*Anualizado.

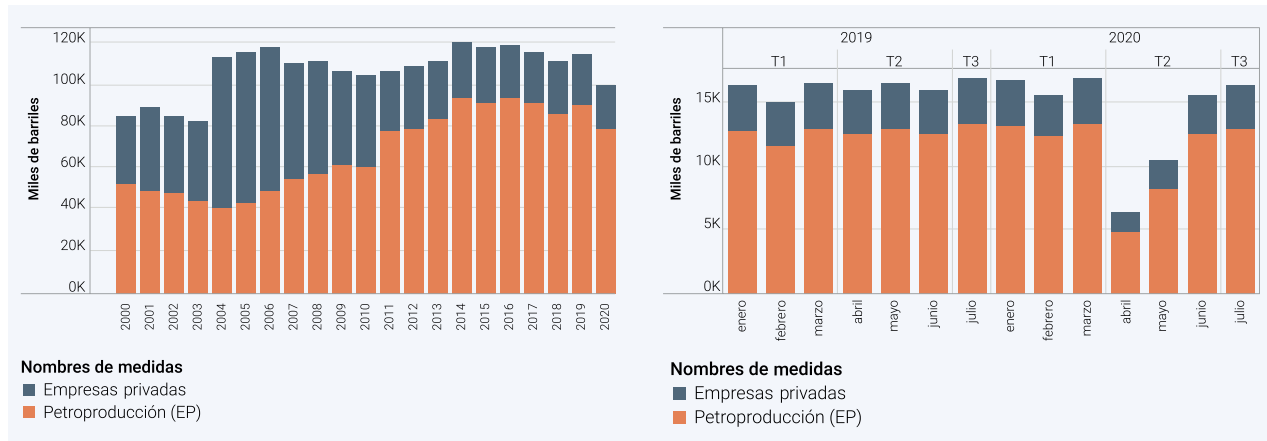
Fuente: Banco Central del Ecuador.

evolución del precio por barril, muestra un comportamiento bastante estable (gráfico 1). En cambio, el precio es un elemento exógeno para la economía ecuatoriana, es decir que el país no puede incidir de ninguna manera sobre este y lo considera una condición dada.

Desde los años setenta, la economía del país ha sido dependiente de los flujos monetarios del petróleo, aunque indudablemente han aportado al crecimiento económico. No obstante, al ser el petróleo un recurso natural o *commodity*, su producción implica poco valor agregado, volatilidad del precio y, sobre todo, la condición de no renovable, pues se estima que se agotará durante el periodo 2040-2045 (Castro Verdezoto *et al.*, 2019).

La Constitución de la República del Ecuador reconoce al petróleo como un sector estratégico, otorgando al Estado la exclusividad de ejercer su plena propiedad y detentar su administración, regulación, control y gestión (Mateo y García, 2014). Se puede evidenciar que la tendencia de participación en la producción por sector se verificó en 2006; a partir de ese periodo, la participación de las empresas públicas en la producción creció de manera sostenida hasta 2014. De aquel periodo al presente, puede afirmarse que la estructura en la participación se ha mantenido constante, con participación mayoritaria de la producción de empresas públicas (entre estas, Petroecuador y Petroamazonas), como se observa en el gráfico 2.

Gráfico 2 Comportamiento de la producción de petróleo pública y privada



Fuente: Banco Central del Ecuador.

Gráfico 3 Variación interanual¹ de las exportaciones, producción y precio del petróleo crudo de enero a julio entre 2018 y 2020



*Anualizado.

Fuente: Banco Central del Ecuador.

1 Resulta de la comparación del mismo periodo de tiempo año tras año. Es el resultado de cuánto varió un elemento en junio con relación al mismo mes del año pasado.

En abril de 2020, mediante Decreto Ejecutivo 723, se dispuso la fusión de las dos empresas hidrocarburíferas del país. En agosto se notificó que Petroecuador absorberá a Petroamazonas; por ende, asumirá todas las competencias de la cadena de valor hidrocarburífera: exploración, producción, transporte, refinación, almacenamiento y comercialización. Se prevé que esta fusión entre en práctica el 1 de enero de 2021. La nueva empresa ampliará su ámbito de gestión hacia procesos petroquímicos y de geotermia, manteniendo objetivos climáticos, como la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) (Pacheco, 2020).

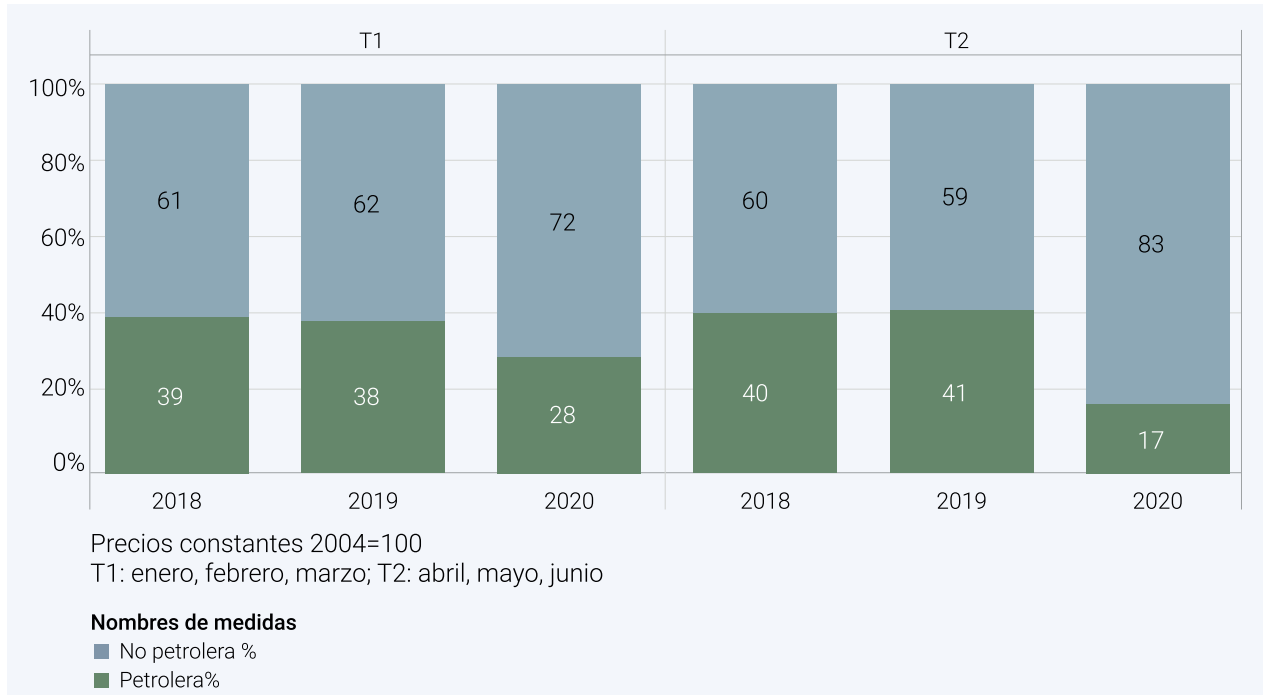
Por otra parte, en abril de 2020, la producción petrolera sufrió la ruptura de un oleoducto, que redujo la capacidad de producción a la mitad, menoscabando su desempeño en el mercado durante los meses siguientes. Se estima que las pérdidas ocasionadas superan los 500 mil barriles de petróleo (Criterios digital, 2020). Este suceso ocasionó la disminución del ingreso petrolero, la probabilidad de operar a pérdida y una presión más para la situación fiscal, puesto que el petróleo representa el 35 % de las exportaciones del país (Asobanca, 2020), aunque a junio de 2020 representó únicamente el 17 % de las exportaciones totales.

Comercialización e ingresos petroleros

A pesar de que el precio del crudo rebotó al alza en abril, este hecho coincidió con la ruptura del oleoducto, que limitó la capacidad de producción, perjudicando el desempeño de la industria petrolera del país en el mercado internacional. Sumado a esto, el escenario generado por la pandemia redujo el ritmo de la economía mundial y afectó negativamente tanto la demanda como el precio del petróleo. Esta situación, junto con otros factores, reforzaron la tendencia creciente de las exportaciones no petroleras, que durante el segundo trimestre del 2020 representan el 83 % de las exportaciones totales (gráfico 4).

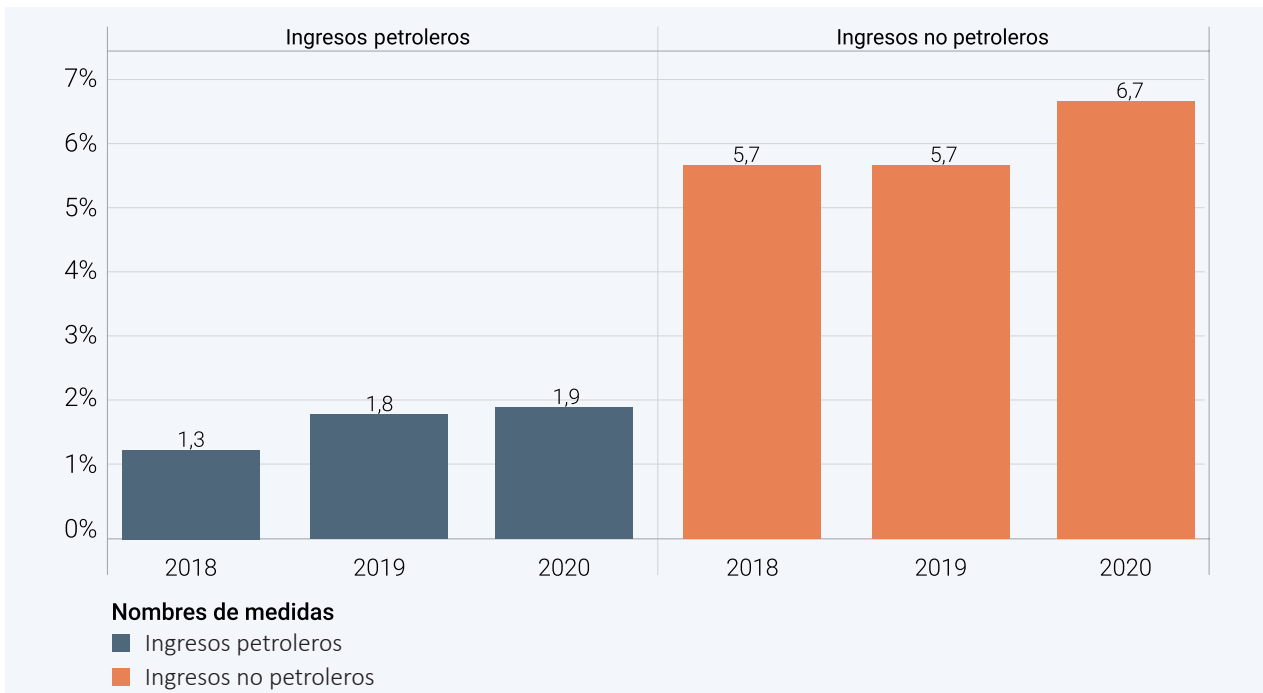
La reducción de las exportaciones petroleras a un tercio de sus niveles usuales ha obligado tanto al Sector Público No Financiero (SPNF) como al Gobierno Central (GC) a fortalecer la participación de los ingresos no petroleros que perciben, principalmente los tributarios. Entre 2019 y 2020, comparando el periodo de enero a junio, se advierte que el incremento de los ingresos petroleros como porcentaje del Producto Interno Bruto (PIB) es de 1 punto porcentual (p.p.); mientras que, para los ingresos no petroleros, el incremento asciende a 10 p.p.

Gráfico 4 Estructura de las exportaciones petroleras y no petroleras como porcentaje del total de exportaciones



Fuente: BCE.

Gráfico 5 Ingresos petroleros y no petroleros del sector público como porcentaje del PIB

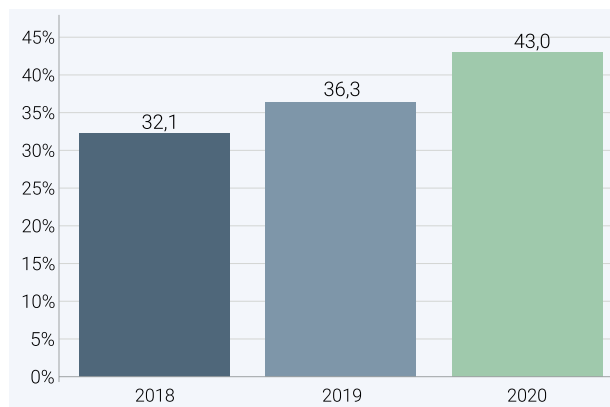


Comparativo al primer trimestre de cada año.

Fuente: Banco Central del Ecuador.

La disminución de los ingresos petroleros del sector público acarrió el incremento de la deuda pública externa a 43 % del PIB. Esta deuda busca cubrir la demanda de recursos financieros requeridos por el sector público para cubrir sus costos de funcionamiento, remunerar a sus trabajadores y evitar un mayor deterioro de la economía debido a la reducción del consumo y de la demanda agregada, considerando que la economía del país ha estado liderada por el Estado durante los últimos periodos presidenciales.

Gráfico 6 Deuda pública externa como porcentaje del PIB



Fuente: Banco Central del Ecuador.

2. Características de la dependencia petrolera ecuatoriana

A nivel económico

Como se refirió en la sección anterior, la dependencia petrolera de la economía

ecuatoriana se aprecia desde diferentes puntos de vista, a lo largo de toda la historia extractiva del país. Desde sus inicios, en la década de 1970, uno de los principales sectores de la estructura productiva del país ha sido el petrolero. En el periodo 2000-2012 aportó un promedio de 12,7 % al PIB a precios constantes (Mateo y García, 2014). En 2002, los ingresos de origen petrolero para el sector público no financiero llegaron al 22 %; alcanzando el 40 % en 2011 y 2012 (*ibid.*). Durante el 2016, alrededor del 35 % de las exportaciones fueron de petróleo crudo (Acosta y Caja, 2016), alcanzando el 41 % entre enero y julio de 2018 (Díaz y Ruiz, 2018). Además, Jurado *et al.* (2017) plantean, a través de un modelo de regresión lineal simple, que la balanza comercial en Ecuador aumenta en \$ 246.24 millones por cada unidad que se incrementa en el precio del barril del petróleo; mientras que la variabilidad de la balanza comercial del país está definida por el precio del barril del petróleo en un 90,31 %.

Entre enero y septiembre de 2020, la balanza comercial ecuatoriana registró un superávit de 365 millones de dólares gracias a las exportaciones de petróleo crudo que, según el Banco Central del Ecuador (BCE), representaron 6.715 millones de dólares (esto es, 40 % del total de las exportaciones

nacionales), superando de manera amplia a los productos no petroleros.

A nivel político

Al encontrarse la economía nacional anclada a la extracción de petróleo, el sistema político también mantiene una fuerte relación con este recurso natural no renovable. A un país con grandes reservas, en caso de surgir un *boom* petrolero, le resulta más fácil rediseñar su política sectorial con el fin de garantizar los intereses estatales, debido a lo atractivo que su subsuelo resulta para los distintos socios económicos que dependen de este recurso (Le Calvez, 2008).

En el contexto de la pandemia ocasionada por la COVID-19, la abrupta reducción en el precio del petróleo —\$ 61 en enero, \$ 33 en mayo e incluso indicadores negativos en meses posteriores— produjo cambios sustanciales en las perspectivas fiscales del país para los próximos años. El Gobierno comenzó por redirigir gastos y generar nuevas erogaciones (Beverinotti, 2020). Además, luego de que el indicador de riesgo país aumentara más de 3.500 puntos básicos (pb), hasta alcanzar los 4.150 pb entre enero y mayo de 2020, el país enfrenta mayores dificultades para acceder al financiamiento internacional

(Beverinotti, 2020). Al mismo tiempo, cabe mencionar la teoría de la “maldición de los recursos”, que identifica —como algunos de los síntomas más nocivos y frecuentes de la abundancia de recursos naturales no renovables en países de ingresos medios y bajos— la promoción de instituciones no democráticas, débiles e ineficientes, la duración de regímenes autoritarios, el incremento de la corrupción y el aumento de conflictos violentos (Caria, 2017; Creamer, 2016).

A nivel social

El desarrollo socioeconómico de Ecuador también se encuentra encadenado a la industria petrolera. Durante la década 2003-2014, que mantuvo una constante creciente de precios del petróleo, el PIB per cápita de Ecuador creció en una tasa acumulativa anual equivalente a 4,92 %, al tiempo que su Índice de Desarrollo Humano (IDH) se incrementó en un 8,6 % (Caria, 2017). No obstante, una vez que a finales de 2014 comenzó la debacle del precio del petróleo, la desigualdad y la pobreza se incrementaron, pasando su coeficiente de Gini del ingreso de 0,467 en diciembre de 2014 a 0,473 en diciembre de 2019 (Beverinotti, 2020). Adicionalmente, Mateo y García (2014) sostienen que el modelo primario exportador del país, junto con la

industrialización deficiente que implica a una creciente dependencia de las importaciones de derivados, impiden conformar un Estado redistribuidor cuyo propósito sea transformar el modelo de acumulación. Por el contrario, este modelo fortalece la capacidad de influencia de grupos sociales con ingresos elevados, que pueden beneficiarse de las políticas de subsidios y de un crecimiento extremadamente intensivo del consumo energético. En ese sentido, para 2019 se estableció que el quintil más pobre consumía el 5 % del total correspondiente a combustibles, en tanto el quintil más rico empleaba el 53 % (Grupo FARO, 2019).

A nivel territorial (provincias amazónicas)

La dependencia es mayor en el territorio amazónico. La producción petrolera se desarrolla principalmente en la región oriental del Amazonas, en los yacimientos de Shushufindi, Sacha, Libertador, Cononaco, Cuyabeno, Lago Agrio y Auca (Mateo y García, 2014). Allí, la presencia de empresas petroleras se remonta a varias décadas atrás. Tras su llegada, el control ejercido sobre territorios y pueblos fue posible debido a la dependencia económica que los pueblos originarios generaron hacia ellas, al abandonar sus modos de vida habituales

(Vogliano, 2009) y adoptar la economía occidental. Para evidenciar tanto el poder que llegaron a adquirir las empresas, como la consecuente dependencia territorial, cabe señalar que, en 1996, se requería el permiso de Repsol para entrar al Bloque 16, ubicado en el Parque Nacional Yasuní (*idem.*). Como consecuencia de esta dependencia, los territorios extractivos cuentan con una elevada población flotante: debido a la alta sensibilidad a la modificación de los precios del petróleo, los empleos son ocasionales y muchos de los trabajadores son foráneos, en razón de la poca capacidad técnica de la población local.

Se han realizado esfuerzos por cambiar esta situación. Por ejemplo, la Ley de Minería establece, aunque tibiamente, que los concesionarios mineros deben contratar preferentemente a trabajadores residentes en las localidades y zonas aledañas a sus proyectos (Registro Oficial Suplemento 517, 2009). Por otra parte, la Ley Amazónica crea el Fondo para el Desarrollo Sostenible Amazónico, que corresponde al 4 % del precio de venta por cada barril de petróleo, el cual se destinará exclusivamente a inversión y se distribuirá entre municipios amazónicos (58 %), consejos provinciales (28 %), gobiernos autónomos descentralizados (GAD) parroquiales (10 %) y el fondo común (4 %) (Suplemento del Registro

Oficial 245, 2018). Por su parte, el Fondo Común para la Circunscripción Territorial Amazónica, creado por el mismo cuerpo legal, será financiado por las utilidades de las regalías mineras y por las ganancias extras de las hidroeléctricas y de la actividad hidrocarburífera, destinando el 30 % a la inversión en áreas de influencia directa de los proyectos y el 70 % a las provincias amazónicas de forma equitativa y solidaria (*ibid.*). De esta manera, si bien existen esfuerzos para que los réditos económicos generados en la Amazonía beneficien a sus territorios, se continúa generando dependencia de las actividades extractivistas. En consecuencia, con la caída de los precios del petróleo y la crisis generalizada a causa de la COVID-19, la Amazonía será una de las regiones mayormente afectadas.

3. Perspectivas a corto y mediano plazo del sector

Frontera de producción petrolera y ser importador neto

La información sobre las reservas de Ecuador indica que continuará exportando petróleo solamente por 10 o 15 años. Después, las importaciones superarán a las exportaciones, y el país se convertirá en un importador neto de petróleo durante la década de 2030. Según British Petroleum,

una de las mayores empresas petroleras del mundo, las reservas probadas de Ecuador en diciembre de 2018 eran de 2.800 millones de barriles, que permitían apenas 14,8 años de extracción futura al ritmo actual (Statistical Review of World Energy, 2019, citado en Larrea, 2020). La interpretación más sencilla de estas cifras indica que el petróleo ecuatoriano se agotará hacia 2034; empero, probablemente esto no ocurra: si durante los próximos 15 años se descubren nuevas reservas y, sobre todo, el agotamiento de los campos es progresivo, la extracción declinará, pero alargará su duración (Larrea, 2020).

Sin embargo, es muy posible que el país se convierta en un importador neto de petróleo a inicios de la próxima década (*ibid.*). Ecuador dejará de ser exportador neto de petróleo cuando las importaciones superen las exportaciones, y este producto no aporte más divisas al país, sino que comience a consumirlas (*ibid.*). El consumo interno de derivados de petróleo (diésel, gasolinas, gas natural) ha crecido al 7,8 % anual entre 2002 y 2014, aumentando de forma acumulativa a más del doble. El consumo interno se satisface por las refinerías y las importaciones, y su abultado crecimiento responde a los altos subsidios —muy perjudiciales para el país— en la venta interna de combustibles.

Asumiendo que en el futuro se eliminen el resto de subsidios a los combustibles, que la crisis económica reduzca el crecimiento del consumo interno al 2 % anual, y que la extracción petrolera decline a un 3 % anual debido al progresivo agotamiento de los campos, Ecuador podría convertirse en país importador neto de petróleo hacia 2030.

Renegociación de contratos, rondas petroleras y concesiones

Durante los inicios de la actividad petrolera, la normativa regulatoria era mínima y limitada. Las empresas privadas eran las mayores beneficiarias de los réditos económicos generados, mientras el Estado percibía un mínimo porcentaje. Recién en 2006 se promulgó una ley que estipulaba que el Estado recibiera, al menos, la mitad del ingreso extraordinario producto de la explotación de crudo en la modalidad de contratos de participación (Mateo y García, 2014). A finales de 2007, a través de un Decreto Ejecutivo, se promovió que el Estado recibiera hasta el 99 %. Sin embargo, en 2008 este ingreso se limitó definitivamente a 70 % de acuerdo con la Ley Reformatoria para la Equidad Tributaria (*ibid.*). Además, en el mismo año se impulsaron contratos de prestación de servicios que adquirieron viabilidad jurídica en 2010 y permitieron que las empresas reciban

una tarifa previamente estipulada por sus servicios (extracción y entrega de crudo al Estado), en caso de encontrar hidrocarburos comercialmente explotables en un área fijada (*ibid.*). Si la contratista aumentara la producción prevista, el Estado recibiría el 80 % del beneficio y la compañía el 20 % (Acosta, 2011). En 2020, a partir de la pandemia, se busca implementar un nuevo mecanismo cuyo objetivo sea “focalizar el precio del petróleo, donde el precio de los derivados se vincula a la evolución del precio WTI, pero no podrá variar más del 5 % respecto al mes anterior” (Beverinotti, 2020: 42). Además, la Ley de Ordenamiento de las Finanzas Públicas, aprobada por la Asamblea Nacional en 2020, estipula la creación de un seguro para que la volatilidad del precio internacional del crudo no afecte los ingresos petroleros (*ibid.*).

Privatización de las empresas públicas (Petroecuador y Petroamazonas)

En 1973, mediante la ley de hidrocarburos, se creó la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), que posteriormente se convirtió en Petroecuador EP, con dos objetivos principales: 1) manejar la relación entre el Estado y las empresas petroleras extranjeras; y 2) explorar, explotar, producir y distribuir petróleo y sus derivados por cuenta propia. De esta manera, CEPE/

Petroecuador EP ha firmado todos los contratos petroleros a nombre del Estado ecuatoriano (Cueva y Ortiz, 2013 cit. en Viteri, 2018).

Recientemente, mediante Decreto Ejecutivo 723 de abril de 2020, se dispuso la fusión de las dos empresas hidrocarburíferas del país. En agosto se notificó que Petroecuador absorberá a Petroamazonas y, por tanto, asumirá todas las competencias de la cadena de valor hidrocarburífera: exploración, producción, transporte, refinación, almacenamiento y comercialización. Se prevé que esta fusión entre en funcionamiento desde el 1 de enero de 2021. La nueva empresa ampliará su ámbito de gestión hacia procesos petroquímicos y de geotermia, con el objetivo de reducir emisiones de GEI (Pacheco, 2020).

Recuperación post pandemia COVID-19 y sector energético

Se ha difundido la opinión de que la minería a gran escala puede reemplazar al petróleo, de manera que el país podría continuar aplicando un modelo extractivista durante varias décadas en el futuro. Esta alternativa no es tan real como se plantea, debido a que el potencial minero del país es limitado, y la participación del Estado en los cuatro principales proyectos mineros en marcha (Condor Mirador, Fruta del Norte, Río Blanco y Loma

Larga) apenas generará un promedio de 400 millones de dólares por año hasta 2049, cifra que representa tan solo el 18 % de los ingresos petroleros percibidos anualmente por el Estado entre 2014 y 2019 (Banco Central del Ecuador, 2020 cit. en Larrea, 2020).

La minería es una de las actividades a las que el Gobierno apuesta en tanto alternativa a la actividad petrolera. En el reciente Plan Nacional de Desarrollo del Sector Minero 2020-2030 se promueve la minería a mediana y gran escala; al mismo tiempo, se precisan los efectos negativos de la minería ilegal y artesanal, disponiendo algunos planes para regularla. De este modo, el Gobierno manifiesta su compromiso para trabajar por una “minería responsable”, con el objetivo de reducir procesos contenciosos para la obtención de permisos y establecer buenas relaciones con las instituciones del sector, así como con la intención de generar mayor confianza y garantía para los inversionistas. Sin embargo, los temas ambientales no están siendo tratados con la responsabilidad del caso, lo cual genera conflictividad en el país.

Impacto del precio del petróleo

Las perspectivas de los precios internacionales tampoco son alentadoras, y las ventas

anticipadas de petróleo limitan aún más los recursos futuros que pudiera percibir el Estado por las exportaciones de hidrocarburos (Larrea, 2020).

El precio del petróleo ecuatoriano, que había ascendido a 100 dólares por barril en 2013, cayó a 51 dólares en enero de 2020. En marzo de este año, como resultado de la crisis generada por el coronavirus y la ruptura de la alianza de la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP) con Rusia, se ha desplomado hasta 24 dólares por barril, para colapsar nuevamente en abril hasta valores inferiores a los 20 dólares. Aunque los precios futuros del petróleo son erráticos y difíciles de predecir, un estudio reciente del Fondo Monetario Internacional prevé precios moderadamente declinantes hasta 2023 (International Monetary Fund, 2020).

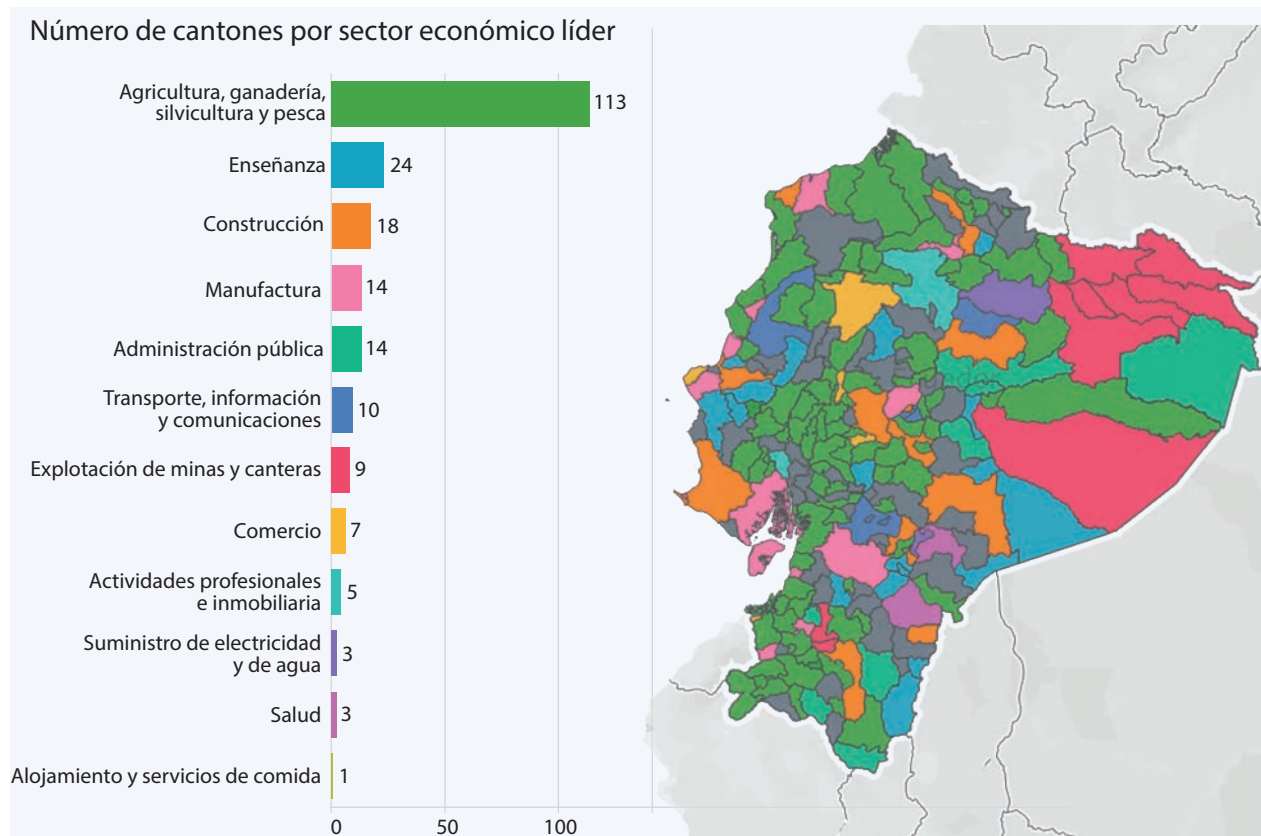
Varios estudios recientes predicen la caída futura de la demanda de petróleo, como resultado del rápido desarrollo de vehículos eléctricos y del cambio tecnológico mundial. Así, el análisis mencionado del Fondo Monetario Internacional sostiene que la demanda mundial alcanzará su punto máximo en la década de 2030, o a más tardar en la de 2040, dependiendo de las políticas ambientales de los países.

Diversificación económica en Ecuador

Una promesa de los últimos Gobiernos ha sido diversificar la matriz productiva del país. Cumplir con este objetivo requiere que se conserve esta prioridad en el tiempo, y la actual administración le ha otorgado prioridad al tema. Como vemos en el gráfico 7, los cantones de la Amazonía norte del país son altamente dependientes del sector de minas y canteras, que justamente es donde se desarrollan las actividades petroleras. En general, la mayor vocación concierne al sector agrícola, lo cual se tendrá que considerar oportunamente a nivel estratégico para la posible recuperación post pandemia COVID-19.

En territorio amazónico, donde se concentra la actividad petrolera, la situación adquiere mayores factores detonantes. Constituyendo las regiones más pobres del país, las zonas petroleras, a nivel rural y urbano, presentan condiciones de vida inferiores a las zonas que carecen de petróleo (Larrea, 2020). Además, la dependencia laboral respecto del sector petrolero está marcada por una población flotante elevada, debido a que los empleos son ocasionales y muchos de los trabajadores son foráneos, en razón de la poca capacidad técnica de la población local. En añadidura, cabe señalar los severos impactos ambientales que la expansión petrolera ha ocasionado en la región amazónica.

Gráfico 7 Sectores económicos líderes por cantón entre 2013 y 2018



Fuente: Banco Central del Ecuador | Cuentas Nacionales

Es el sector económico que evidencia en promedio el valor máximo de la producción de los cantones de los 5 últimos años por sector económico.

4. Conclusiones

Ecuador reconoce al petróleo como uno de los sectores estratégicos, otorgándole al Estado la exclusividad para ejercer su plena propiedad y reservarse su administración, regulación, control y gestión. En el contexto de la pandemia generada por la COVID-19, marcada por una abrupta reducción en el precio del petróleo (\$ 61 en enero, \$ 33 en mayo e incluso precios negativos posteriormente), las perspectivas

fiscales del país para los próximos años sufrieron cambios sustanciales, que comenzaron con un redireccionamiento de los gastos. Emergió la necesidad del financiamiento internacional. Considerando que el país tiene ventas anticipadas de petróleo, que comprometen el 50 % de las exportaciones proyectadas entre 2020-2024, y que el Fondo Monetario Internacional prevé que la demanda mundial de petróleo alcance su máximo nivel durante las décadas de 2030 o 2040, el aporte del

petróleo al desarrollo social será bastante limitado durante los próximos años, porque una parte considerable de sus ingresos se encuentra comprometida o se destinará al pago de la deuda externa.

Ecuador parece encontrarse en el umbral del actual modelo económico extractivista, si se considera el reducido descubrimiento de nuevos yacimientos, el menor tamaño de estos, la elevación de costos y un crudo más pesado, todo ello sumado a las restricciones sobre la ampliación de la frontera petrolera hacia la Amazonía. Otros análisis respecto a las reservas petroleras estiman que la cualidad de país exportador se mantendrá solamente por 10 o 15 años, para convertirse en un importador de petróleo durante la década de 2030. De esa manera, en vez de producir divisas, en el futuro el sector petrolero comenzará a consumirlas.

Con frecuencia, se ha relacionado el desarrollo socioeconómico de Ecuador con la industria petrolera. Así, durante la década 2003-2014, que mantuvo una constante creciente de precios del petróleo, el índice de Desarrollo Humano se incrementó en un 8,6 %. No obstante, cuando a finales de 2014 comenzó la debacle del precio del petróleo, la desigualdad y la pobreza incrementaron, pasando su coeficiente de Gini de 0,467 en diciembre de 2014 a

0,473 en diciembre de 2019. Por otra parte, mientras que en el periodo previo a la etapa petrolera (1950-1971) el ingreso por habitante había crecido al 2,2 % anual en promedio, durante dicha etapa este valor se redujo a 1,7 % anual. Los beneficios alcanzados se disipan durante las crisis relacionadas con el precio del petróleo, situación que en la actualidad se agrava por otros factores, como la pandemia causada por la COVID-19. En territorio amazónico, donde se concentra la actividad petrolera, la situación adquiere mayores factores detonantes. Siendo las regiones más pobres del país, las zonas petroleras, a nivel rural y urbano, presentan condiciones de vida inferiores a las zonas sin petróleo. Cabe subrayar los severos impactos ambientales que la expansión petrolera ha ocasionado en la región amazónica, los cuales podría agravarse con la llegada de la minería a gran escala y otros tipos de minería, de no existir regulación ambiental clara al respecto. De hecho, una de las alternativas planteadas en los últimos tiempos es la minería. En el reciente Plan Nacional de Desarrollo del Sector Minero 2020-2030, se promueve la minería a mediana y gran escala, mientras se señalan los efectos negativos de la minería ilegal y artesanal.

Desde la óptica de las políticas estatales, el sector petrolero enfrentará varias medidas de reestructuración durante los próximos años.

Por ejemplo, Petroecuador absorberá a Petroamazonas, asumiendo todas las competencias de la cadena de valor hidrocarburífera. Esta fusión debería entrar en funcionamiento desde el 1 de enero de 2021, y se espera que amplíe su ámbito de gestión hacia procesos petroquímicos y de geotermia, con el objetivo de reducir emisiones de gases de efecto invernadero. Adicionalmente, en julio de 2020, mediante decreto ejecutivo, se autorizó la gestión conjunta de la Refinería Esmeraldas, entre una empresa privada y Petroecuador EP; esta refinería procesa alrededor del 65 % de toda la capacidad del sistema de refinación del país. Por otra parte, aunque se ha planteado la eliminación de los subsidios hidrocarburíferos restantes (que fueron eliminados casi en su totalidad en 2019), la presión social hizo retroceder en esa medida.

Finalmente, las perspectivas de los precios internacionales del petróleo no son alentadoras. Debe considerarse que, como efecto del coronavirus y del debilitamiento de la OPEP, los precios del crudo ecuatoriano han caído por debajo de los \$ 20, resultando una exportación a pérdida. En tanto, estudios del Fondo Monetario Internacional prevén precios moderadamente declinantes hasta 2023, comprometiendo inversiones de capitales extranjeros planeados para la expansión de la extracción en Ishpingo y Sacha. De

esta manera, y de cara a las elecciones presidenciales y legislativas a desarrollarse en 2021, el sector petrolero continúa siendo un tema central a debatirse a todo nivel y, principalmente, en las esferas políticas y tomadoras de decisiones.

Referencias

- Acosta, Alberto (28 de abril de 2020). "El coronavirus en los tiempos del Ecuador". Análisis Carolina 23. Quito: Fundación Carolina. Recuperado de <https://www.fundacioncarolina.es/wp-content/uploads/2020/04/AC-23.-2020.pdf>
- Acosta, Alberto (2011). "La reforma a la ley de hidrocarburos y la renegociación de los contratos petroleros". *La Tendencia. Revista de análisis político*, pp. 95-103. Recuperado de <http://200.41.82.22/bitstream/10469/4422/1/RFLACSO-LT11-15-Acosta.pdf>
- Acosta, Alberto y John Cajas (2016). "Patologías de la abundancia. Una lectura desde el extractivismo", en H. Burchardt, R. Domínguez, C. Larrea y S. Peters (eds.), *Nada dura para siempre. Neo-extractivismo tras el boom de las materias primas*, pp. 391-426. Quito: Ediciones Abya-Yala.

- Asobanca (16 de abril de 2020). *Boletín Macroeconómico*. Recuperado de <https://www.asobanca.org.ec/file/2497/download?token=ydaD105F>
- Banco Central del Ecuador (2020). Boletines estadísticos mensuales y anuales. Recuperado de <https://contenido.bce.fin.ec/home1/estadisticas/bolmensual/IEMensual.jsp>
- Beverinotti, Javier (2020). "Ecuador", en BID (ed.), *ALC post Covid-19*, pp. 39-46. Recuperado de <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/ALC-Post-COVID-19-Retos-y-oportunidades-para-CAN.pdf>
- Caria, Sara (2017). "El petróleo en Ecuador, 2000-2015: ¿maldición, bendición o simple recurso?". *Iberoamerican Journal of Development Studies*, vol. 6, núm. 2, julio-diciembre, pp. 124-147. Recuperado de https://doi.org/10.26754/ojs_ried/ijds.248
- Castro Verdezoto, Pedro L.; Jorge A. Vidoza y Waldyr L. R. Gallo (2019). "Analysis and Projection of Energy Consumption in Ecuador: Energy Efficiency Policies in the Transportation Sector". *Energy Policy*, vol. 134, noviembre, 110948. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110948>
- Coady, David; Francisco Arze del Granado y Robert Gillingham (2012). "The Unequal Benefits of Fuel Subsidies: A Review of Evidence for Developing Countries". *World Development*, vol. 40, núm. 1, noviembre, pp. 2234-2248. <https://doi.org/10.1016/j.worlddev.2012.05.005>
- Creamer, Bernardo (2016). "Las bonanzas petroleras y la enfermedad holandesa en la economía ecuatoriana". *Petróleo al día. Boletín Estadístico del Sector de Hidrocarburos Observatorio de Energía y Minas (OEM)*, vol. 4. Quito: Universidad de las Américas. Recuperado de [http://www.observatorioenergiayminas.com/archivos/art %C3 %ADculos/Petr %C3 %B3leo %20al %20d %C3 %ADa %204/Petr %C3 %B3leo %20al %20D %C3 %ADa %204 %20- %20Art. %20 Creamer.pdf](http://www.observatorioenergiayminas.com/archivos/art%20ADculos/Petr%20al%20d%20ADa%204/Petr%20al%20ADa%204-%20Art.%20Creamer.pdf)
- Criterios digital* (15 de julio de 2020). "La producción del petróleo ecuatoriano se recupera de la dura caída". Recuperado de <https://criteriosdigital.com/datos/deptoeconomicoycomercio/la-produccion-de-petroleo-en-ecuador-y-su-caida/>

- Díaz-Cassou, Javier y Marta Ruiz-Arranz (eds.) (2018). *Reformas y desarrollo en el Ecuador contemporáneo*. Banco Interamericano de Desarrollo. Recuperado de <https://doi.org/10.18235/0001378>
- EP PETROECUADOR (s.f.). "Loja cuenta con Ecopaís, una gasolina amigable con el medio ambiente". Recuperado de <https://www.eppetroecuador.ec/?p=5254>
- Espinoza, Sebastián y Verónica Guayanlema (2017). "Balance y proyecciones del sistema de subsidios energéticos en Ecuador". Análisis, Friedrich-Ebert-Stiftung Ecuador-ILDIS. Quito: FES-ILDIS.
- FM-Radio en vivo de Ecuador. Recuperado de <http://www.publicafm.ec/noticias/actualidad/1/ecuador-fomentara-agrocombustibles>
- Grupo FARO (2019). "Los subsidios en Ecuador". FARO Data. Recuperado de <https://grupofaro.org/faro-data/>
- INER (2016). *Escenarios de prospectiva energética para Ecuador a 2050*. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/323074582_Escenarios_de_prospectiva_energetica_para_Ecuador_a_2050
- International Monetary Fund (2020). "Special Feature: Commodity Market Developments and Forecasts". *World Economic outlook*, October 2020. Recuperado de <https://www.imf.org/~media/Files/Research/CommodityPrices/WEOSpecialFeature/CSFOctober2020.ashx>
- Jurado, Claudia; Holger Bejarano, Virgilio Salcedo y Marco Sánchez (2017). "La volatilidad del precio del petróleo: sus efectos en la economía ecuatoriana en la última década". *3C Empresa*, vol. 6, núm. 2 (edición 30), pp. 33-45. Recuperado de <http://dx.doi.org/10.17993/3cemp.2017.060230.33-45>
- Larrea, Carlos (2020). "Por qué necesitamos superar la dependencia del petróleo". Universidad Andina Simón Bolívar, UASB-Digital. Recuperado de [http://repositorionew.uasb.edu.ec/bitstream/10644/7166/1/Larrea %2cC-C031-EcuadorPospetroleo2020.pdf](http://repositorionew.uasb.edu.ec/bitstream/10644/7166/1/Larrea_%2cC-C031-EcuadorPospetroleo2020.pdf)
- Le Calvez, Marc (2008). "El rediseño de los sistemas de gobernanza petrolera en el Ecuador y Venezuela", en G. Fontaine y A. Puyana (eds.), *La guerra del fuego. Políticas petroleras y crisis energéticas en América Latina*, pp. 53-74. Quito: FLACSO-Sede Ecuador

y Ministerio de Cultura del Ecuador. Recuperado de https://www.researchgate.net/profile/Guillaume_Fontaine/publication/258047867_La_guerra_del_fuego_Politiclas_petroleras_y_crisis_energetica_en_America_Latina/links/0c960526c1de1c0e39000000/La-guerra-del-fuego-Politiclas-petroleras-y-crisis-energetica-en-America-Latina.pdf#page=70

Mateo, Juan Pablo y Santiago García (2014). "El sector petrolero en Ecuador. 2000-2010". *Problemas del Desarrollo*, vol. 45, núm. 177, pp.113-139. Recuperado de [https://doi.org/10.1016/S0301-7036\(14\)70865-X](https://doi.org/10.1016/S0301-7036(14)70865-X)

Nashawi, Ibrahim S.; Adel Malallah y Mohammed Al-Bisharah (2009). "Forecasting World Crude Oil Production Using Multicyclic Hubbert Model". *Energy Fuels*. Recuperado de <https://doi.org/10.1021/ef901240p>

Pacheco, Mayra (28 de agosto de 2020). "Petroecuador absorberá a Petroamazonas, dentro del proceso de fusión". *El Comercio*. Recuperado de <https://www.elcomercio.com/actualidad/petroecuador-absorbera-petroamazonas-proceso-fusion.html>

PWC (16 de abril de 2020). "Perspectivas económicas del Ecuador" (documento de uso interno). Recuperado de <https://www.pwc.ec/es/publicaciones/assets/2020/perspectivas-economicas-ecuador.pdf>

Registro Oficial Suplemento 517 (24 de noviembre de 2009). Ley de Minería. Quito, Ecuador: Asamblea Nacional. Comisión Legislativa y de Fiscalización. Recuperado de https://www.oas.org/juridico/PDFs/mesicic4_ecu_mineria.pdf

Registro Oficial Suplemento 517 (29 de enero de 2009). Ley de Minería. Quito: Asamblea Nacional República del Ecuador. Recuperado de http://www.derecho-ambiental.org/Derecho/Legislacion/Ley_mineria.pdf

Registro Oficial Suplemento 245 (21 de mayo de 2018). Ley Orgánica para la Planificación Territorial de la Circunscripción Territorial Especial Amazónica. Quito: Asamblea Nacional República del Ecuador. Recuperado de https://www.sot.gob.ec/sotadmin2/_lib/file/doc/LEY_ORG %C3 %81NICA %20PARA %20LA %20PLANIFICACI %C3 %93N %20INTEGRAL %20DE %20LA %20CIRCUNSCRIPCION %20TERRITORIAL %20ESPECIAL %20AMAZONICA.pdf

Viteri, Víctor Hugo (2018). *Neoextractivismo en América Latina. Un análisis comparado del sector petrolero de Ecuador y Colombia* [Tesis de maestría]. Universidad Andina Simón Bolívar Sede Ecuador, Quito, Ecuador. Recuperado de <http://repositorio.uasb.edu.ec/bitstream/10644/6475/1/T2783-MRI-Viteri-Neoextractivismo.pdf>

Vogliano, Soledad (2009). "Ecuador-Extracción petrolera en la Amazonía". *Conflictos Socioecológicos. Combustibles fósiles*, ficha 2. Madrid: Fuhem. Recuperado de https://www.fuhem.es/media/ecosocial/image/culturambiente/fichas/ECUADOR_combustibles_n22.pdf

La Red Latinoamericana sobre las Industrias Extractivas (RLIE) y el Natural Resource Governance Institute (NRGI) impulsaron, a fines de 2020, el seminario virtual “Hidrocarburos en Latinoamérica: retos para superar la dependencia”. El debate, información y análisis generado en este evento proporcionó elementos que aportan a comprender la situación y las perspectivas del sector de hidrocarburos, como también permite visualizar la profundización del patrón primario exportador como una vía de salida a la actual situación de crisis económica que se vive en América Latina.

En esta edición de la revista *Punto de Vista* presentamos cuatro artículos, de las ponencias presentadas en el seminario, que buscan aportar elementos para la reflexión y el debate sobre el futuro de los recursos naturales y sus políticas.

Organizaciones integrantes de RLIE:



CONGCOOP



DAR



COOPERAcción



Foro
Nacional por Colombia



GRUPO
faro

Ideas y acción colectiva



Fundación
JUBILEO



ibase.



CDES

Centro de Derechos
Económicos y Sociales



GRUPO
Propuesta
CIUDADANA



fundar

Centro de Análisis e Investigación



FUNDACIÓN
Terram

Institución coordinadora RLIE 2020-2021:



CENTRO DE ESTUDIOS PARA EL
DESARROLLO LABORAL Y AGRARIO

www.cedla.org
www.redextractivas.org
rlie@cedla.org
La Paz - Bolivia

Colaboradores:



Natural
Resource
Governance
Institute

Oil, gas and mining for development

