



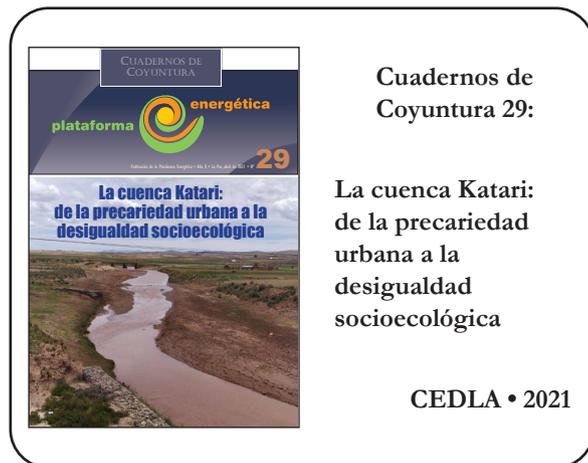
Situación y perspectivas del sector hidrocarburos en Bolivia

Con 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, un grupo de investigadores y expertos en los temas se reunieron, a fines de 2020, para analizar, por un lado, el alcance y las características de la dependencia (económica, política) de los hidrocarburos en distintos países de la región; y, por otro, los planteamientos más recientes y las experiencias de los países latinoamericanos en alternativas de políticas orientadas a superar la dependencia de las exportaciones de hidrocarburos.

El espacio para este análisis fue el seminario virtual “Hidrocarburos en Latinoamérica: retos para superar la dependencia” realizado el 17 de septiembre de 2020 e impulsado por la Red Latinoamericana sobre las Industrias Extractivas (RLIE) y el Natural Resource Governance Institute (NRGI), en el que participó el investigador del CEDLA Carlos Arze Vargas, con la ponencia “Situación y perspectivas del sector hidrocarburos en Bolivia”, en la que parte mostrando la evolución del sector en la última década y media, para luego dar una mirada a la situación actual vinculada a la caída de las exportaciones, de la producción y de los precios, como de las reservas de hidrocarburos; y cierra con las perspectivas del sector, en cuanto a la insuficiencia de los procesos de diversificación económica y las estrategias contingentes para recuperar las rentas fiscales.

Esperamos que este aporte del investigador Carlos Arze Vargas, que presentamos en este nuevo número de Cuadernos de Coyuntura, contribuya a continuar la reflexión acerca de estos temas que son importantes para el país.

Javier Gómez Aguilar
Director Ejecutivo
CEDLA



ÍNDICE

1. EVOLUCIÓN DEL SECTOR EN LA ÚLTIMA DÉCADA Y MEDIA	1
2. SITUACIÓN ACTUAL	9
3. LAS PERSPECTIVAS	12
BIBLIOGRAFÍA	17

Director Ejecutivo:
Javier Gómez Aguilar

Producción editorial:
UCGI - CEDLA

Diagramación:
Dalia Nogales A.

Escribe:
Carlos Arze Vargas

Edición:
Iván Barba S.

Fotografía:
Reuters/David Mercado



Con el apoyo de



Esta publicación fue elaborada por el Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA) y cuenta con el valioso apoyo de la Embajada de Suecia, en el marco del Programa: “CEDLA, Enhanced Knowledge for Action: MPDA and the Sustainable Use of Natural Resources”.

Las opiniones y orientación presentadas son de exclusiva responsabilidad de los autores y no necesariamente son compartidas por las instituciones y/o agencias que han apoyado este trabajo.

Ninguna parte de esta publicación, incluido el diseño de tapa, puede ser reproducida, almacenada o transmitida de manera alguna ni por ningún medio, sin permiso previo del editor.

Visítanos
www.plataformaenergetica.org

Síguenos en:



plataforma
energetica
bolivia



@plataformae



cedla



cedla



69775464



Situación y perspectivas del sector hidrocarburos en Bolivia

Carlos Arze Vargas

I. 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 Fiscales 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 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 Agência Nacional do Petróleo, Gás 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).

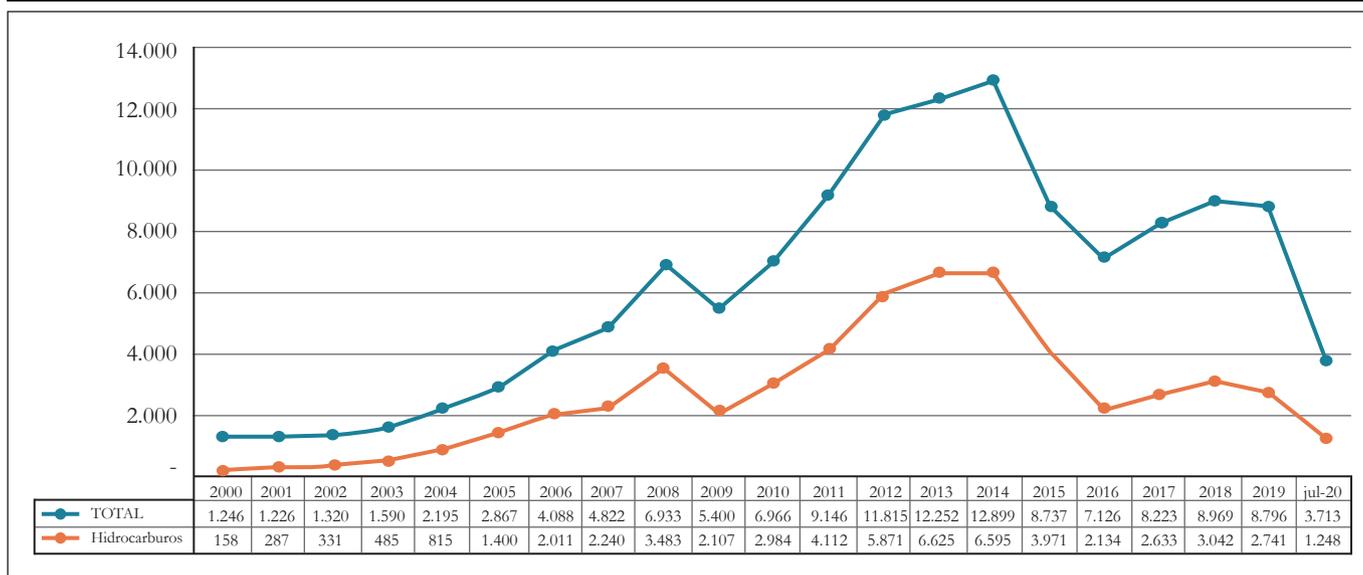
Por consiguiente, se puede afirmar que el incremento de la oferta exportadora del país durante las dos últimas décadas se ha basado, principalmente, en el aumento de las exportaciones de gas natural.

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 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.

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).

GRÁFICO I
BOLIVIA: VALOR DE EXPORTACIONES ANUALES (EN MILLONES DE DÓLARES)

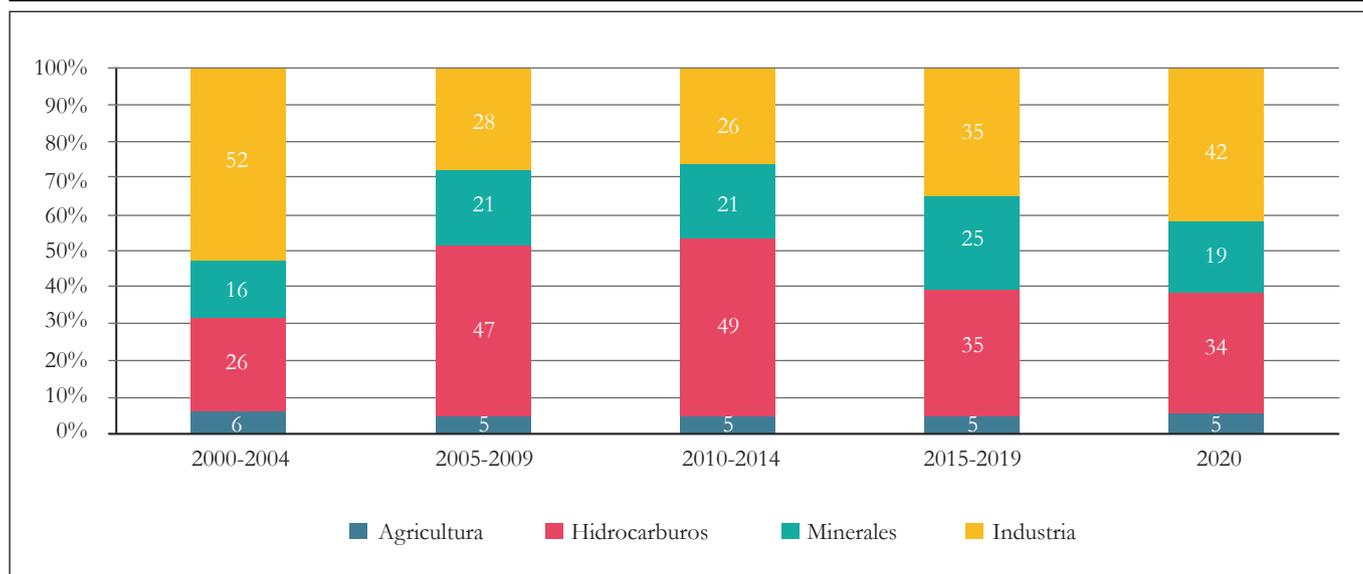


Fuente: elaboración propia con base en INE, 2020.

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 revertiendo 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
VALOR 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.

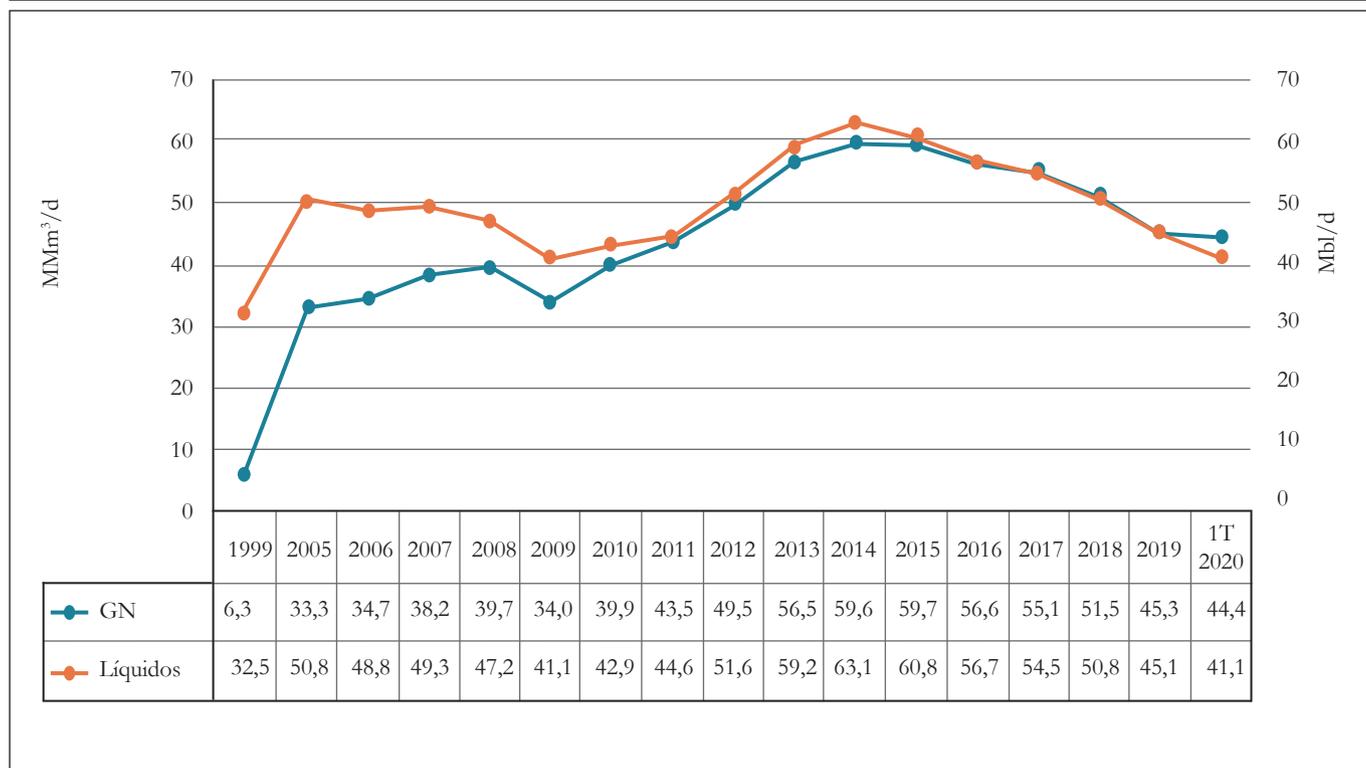
En contraste, de 2016 a 2019, la producción de hidrocarburos declinó hasta alcanzar niveles similares a los del comienzo de la década, como se advierte en el gráfico 3.

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 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.

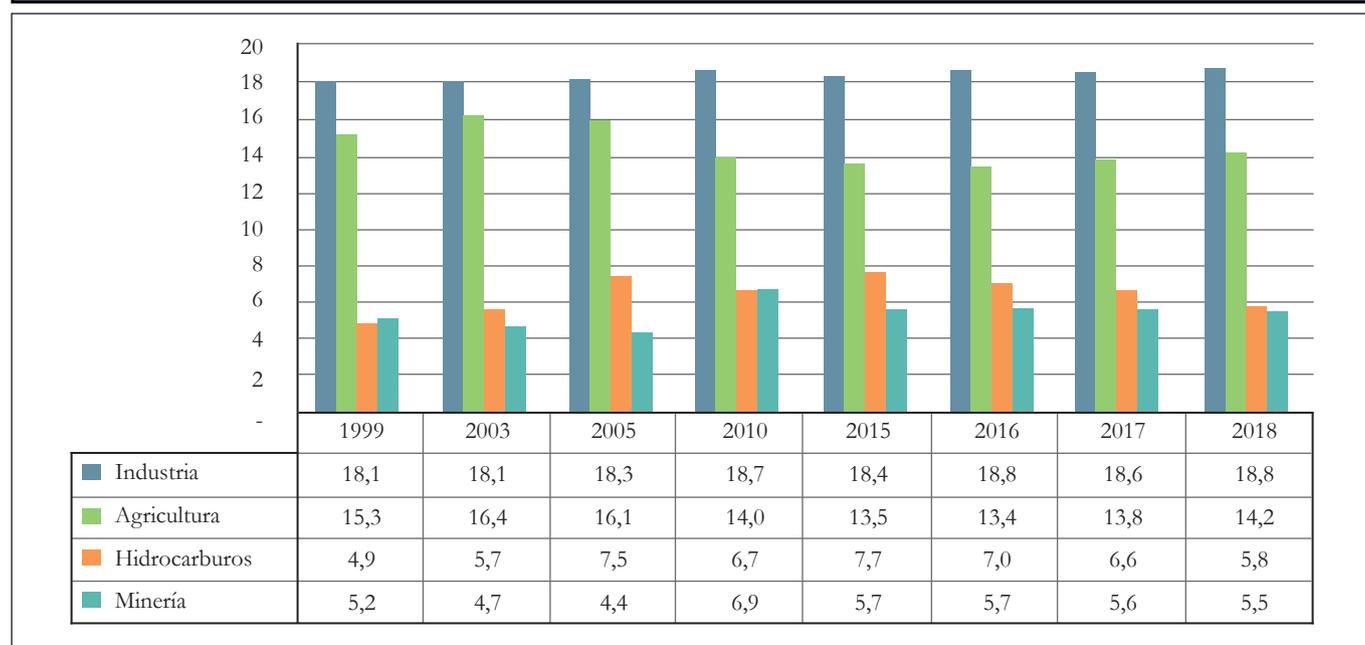
El incremento de la producción de hidrocarburos —que acentúa el carácter primario exportador del patrón de desarrollo vigente— se concretiza mediante el aumento de su participación en el producto nacional, la cual se eleva a partir de 2003, pero es más notoria desde 2005, cuando la producción de gas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

GRÁFICO 3
PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE HIDROCARBUROS, PROMEDIOS DIARIOS



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

GRÁFICO 4
PARTICIPACIÓN EN EL PIB A PRECIOS CONSTANTES Y VALORES BÁSICOS (EN PORCENTAJES)



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

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.

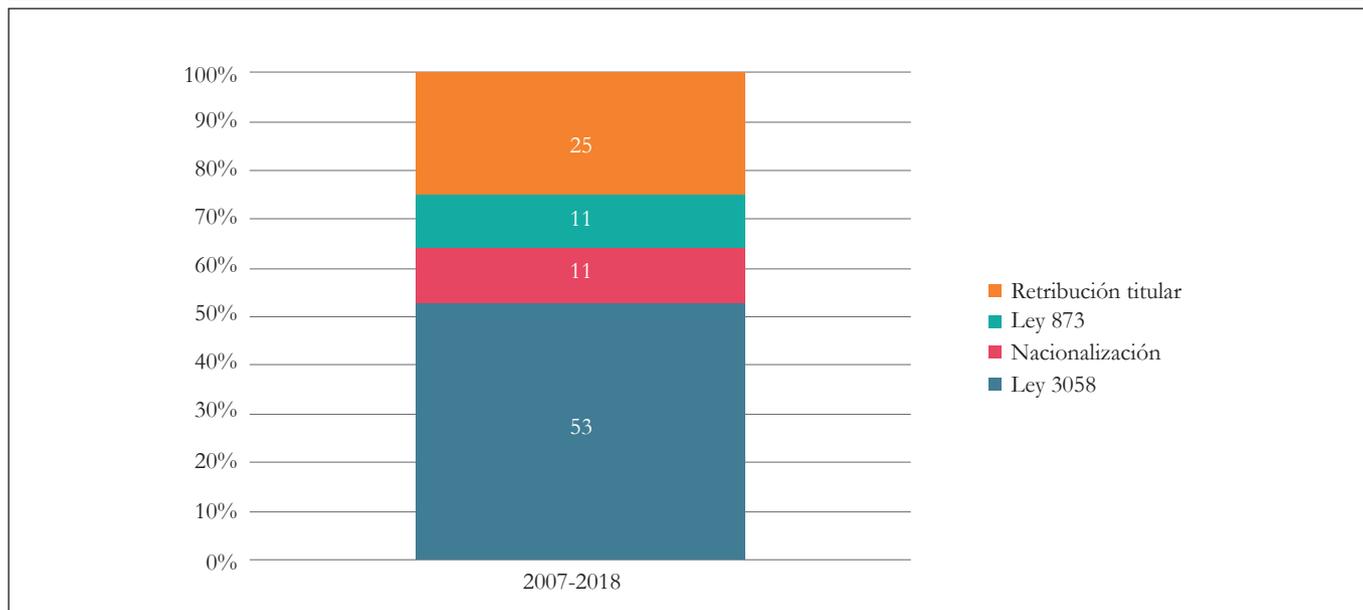
En mayo de 2006, el Gobierno del Movimiento al Socialismo (MAS) aprobó el Decreto Supremo (DS) 28701, denominado “Héroes del Chaco” y presentado como “nacionalización”. Sus principales disposiciones fueron: la obligación transitoria de las empresas de migrar sus contratos, como disponía la Ley 3058, 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 “período 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 período 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 período 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

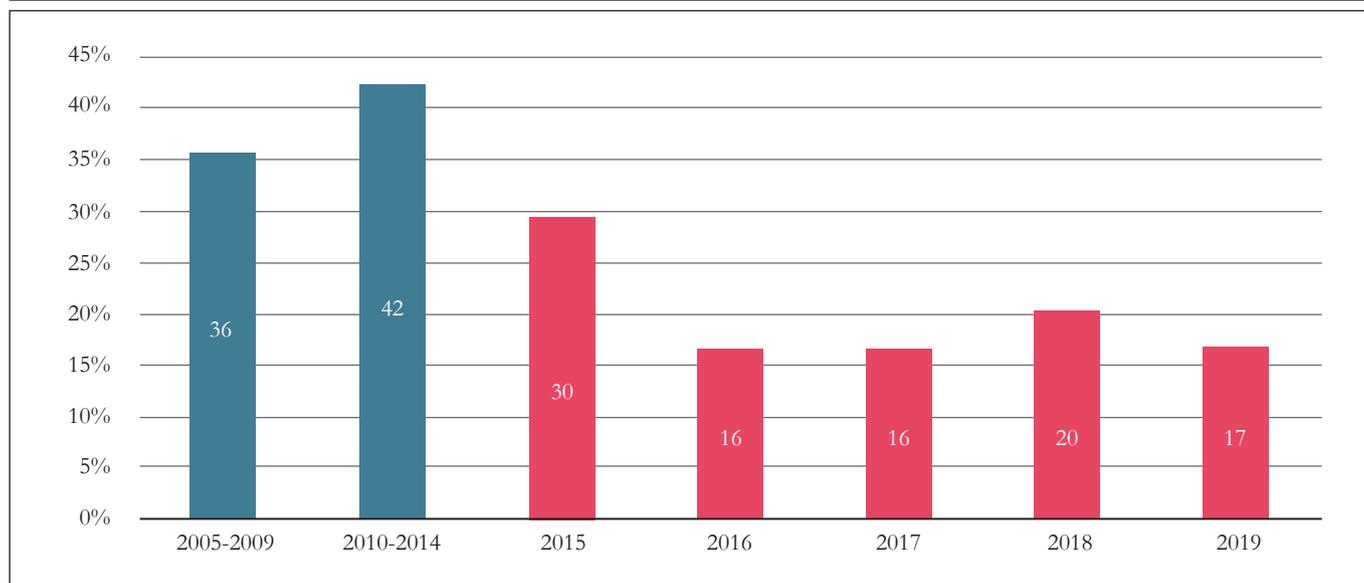
—solo extracción o *upstream*— llegó a constituir cerca de la mitad de todos los ingresos corrientes del gobierno general (Gobierno nacional y gobiernos autónomos subnacionales) durante los primeros diez años posteriores a las reformas. A partir de 2015, dicha participación fue disminuyendo hasta niveles por debajo del 20%, a causa de la caída de los volúmenes de producción y de los precios de exportación de gas natural.

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 período 2011-2015 más de dos tercios del total de sus ingresos. La declinación de su participación es notoria desde 2014.

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 período 2005-2015, para caer por debajo de ese nivel solo durante los últimos años.

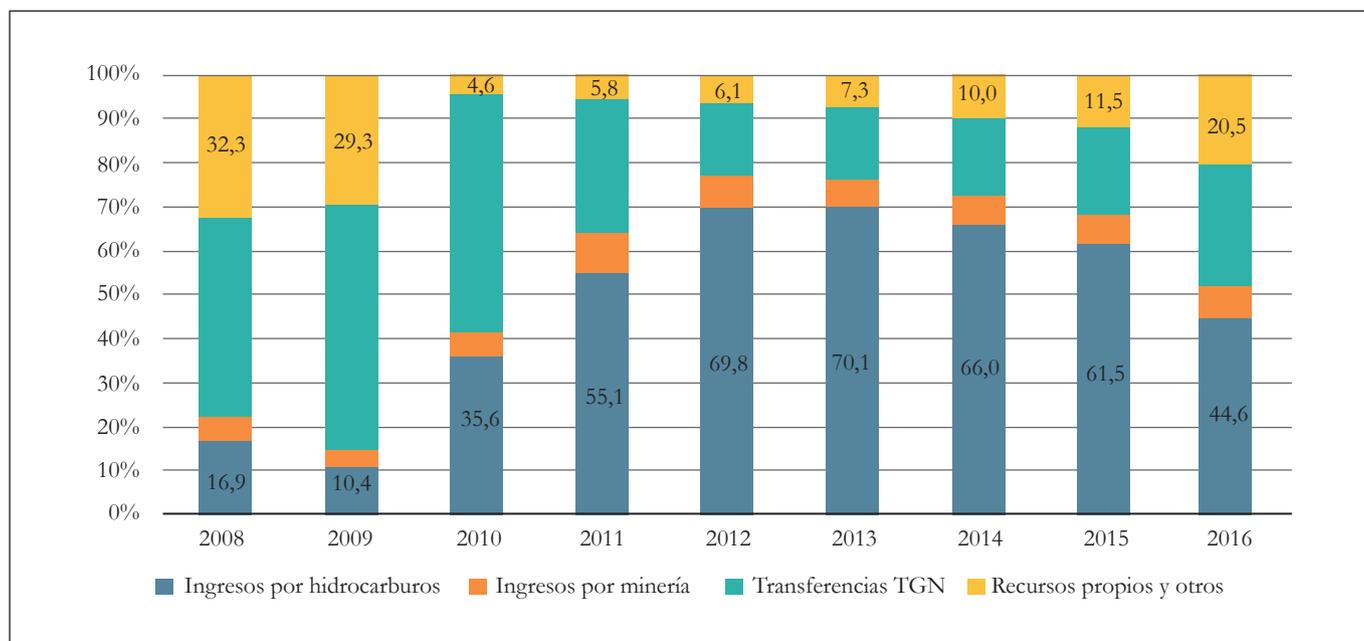
Como el precio del gas natural exportado está ligado al precio del petróleo West Texas Intermediate (WTI), los ingresos percibidos por los gobiernos subnacionales por concepto de explotación de hidrocarburos estuvieron supeditados a los cambios en dicha cotización. De esa manera, con la caída de la cotización 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 6
PARTICIPACIÓN DE INGRESOS POR HIDROCARBUROS EN INGRESOS CORRIENTES DEL GOBIERNO CENTRAL



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

GRÁFICO 7
INGRESOS DE GOBIERNOS DEPARTAMENTALES POR FUENTE (EN PORCENTAJES)



Fuente: elaboración propia con base en Linares, 2018.

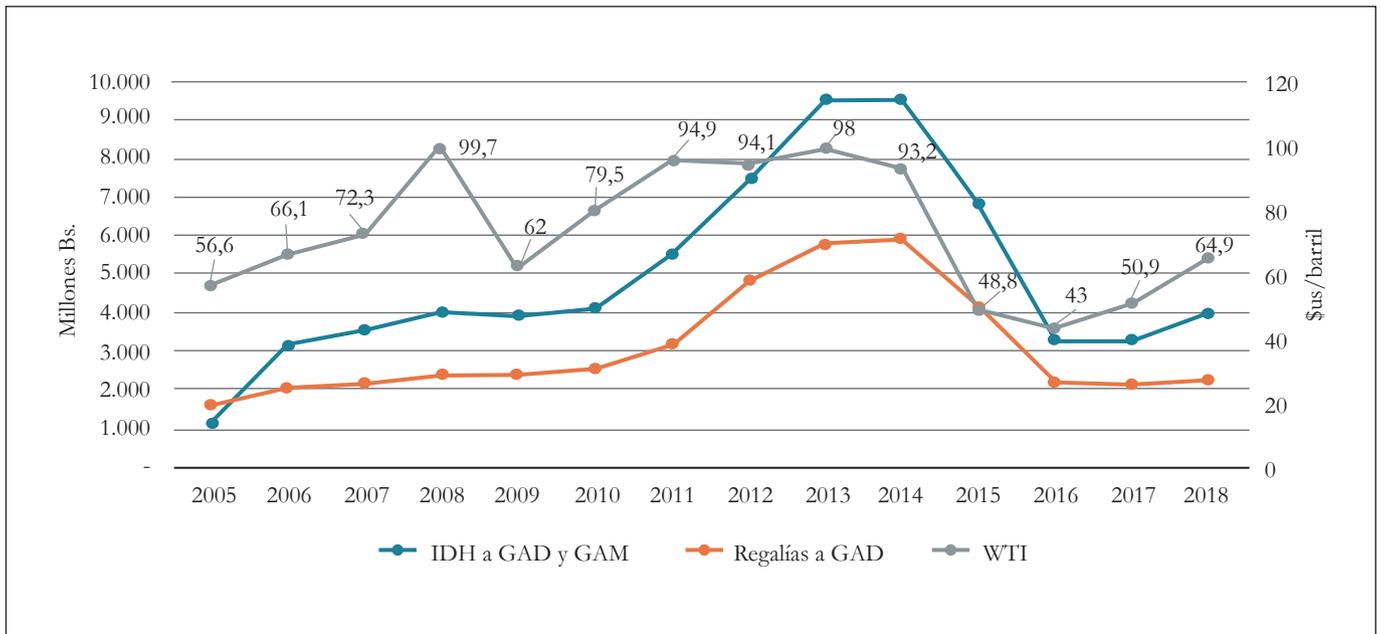
El desarrollo del contrato de exportación a Brasil y el incremento de las reservas de hidrocarburos

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

GRÁFICO 8
TRANSFERENCIAS POR HIDROCARBUROS Y PRECIO WTI



Fuente: elaboración propia con base en MEFP, 2018.

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 YPFB y las empresas productoras (YPFB, 2000b).

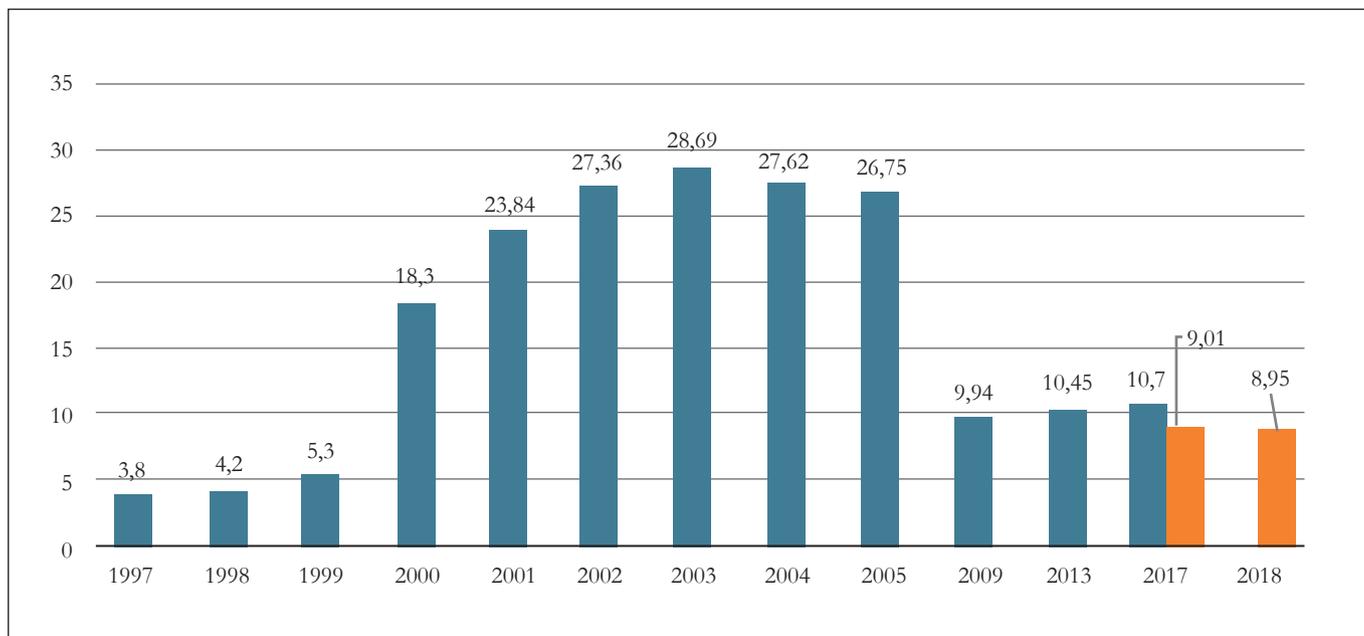
Esos resultados, según la misma fuente, se alcanzaron a partir del incremento de las inversiones de las empresas operadoras: 130,4 millones de dólares en 1997; 374,6 millones de dólares en 1998, y 372,2 millones de dólares en 1999; montos que equivalían al 48,2%, 61,9% y 64% de las inversiones totales,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

Sin embargo, el éxito de las labores de exploración de las empresas transnacionales puede ser relativizado si consideramos que YPFB 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 YPFB, Enrique Mariaca, la empresa estatal había confirmado que los campos San Alberto, San Antonio, Bermejo y Buló Buló tenían enorme potencial de reservas de gas; más aún, en 1995, la Gerencia de Exploración de YPFB 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 YPFB.

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 período 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).

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.

GRÁFICO 9
RESERVAS PROBADAS DE GN (Tcf)



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

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 el 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.

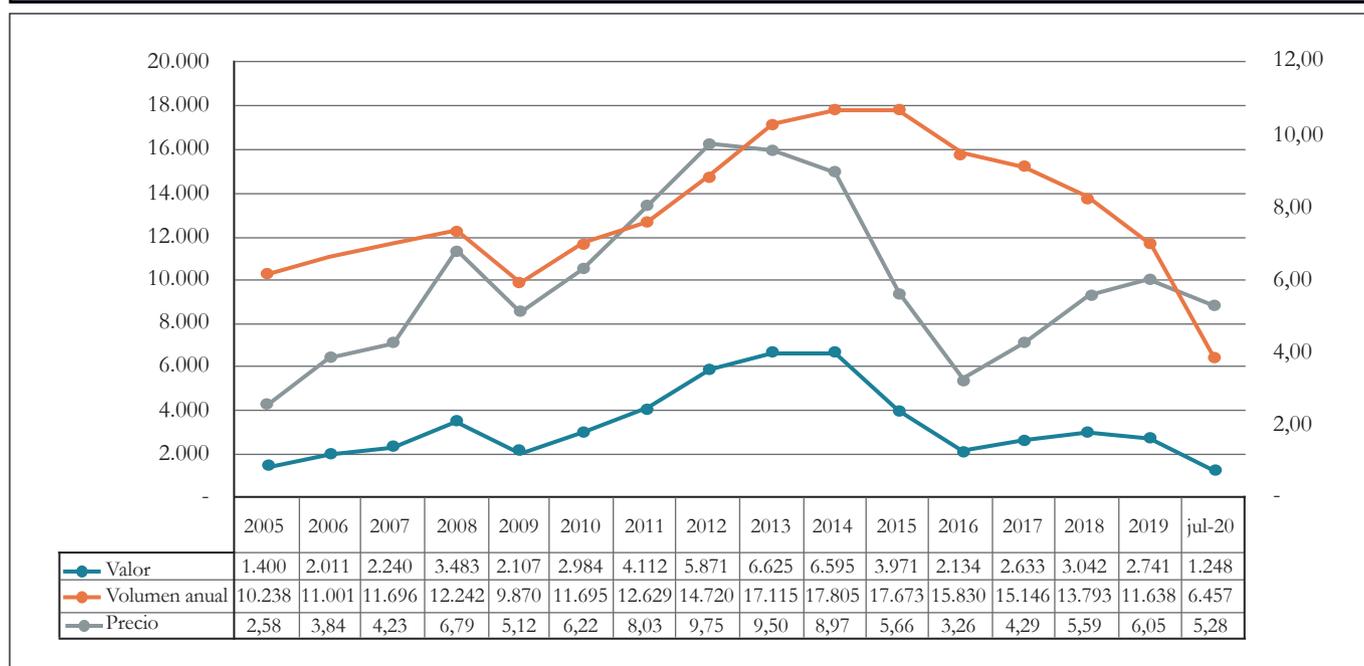
La caída del valor de las exportaciones de gas natural es tendencial. A pesar de que la reducción de los precios unitarios explica en gran medida esta caída para los años 2015 y 2016, en todo el quinquenio ese comportamiento también fue determinado por la reducción de la cantidad: el volumen exportado 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 período 2006-2012, durante los siguientes siete años lo hizo solo a una tasa de 5,3%.

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 YPFB (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.

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.

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 (período con mayor demanda) de 5 a 3 meses, incorporó un período 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 Energia, 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 período 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.

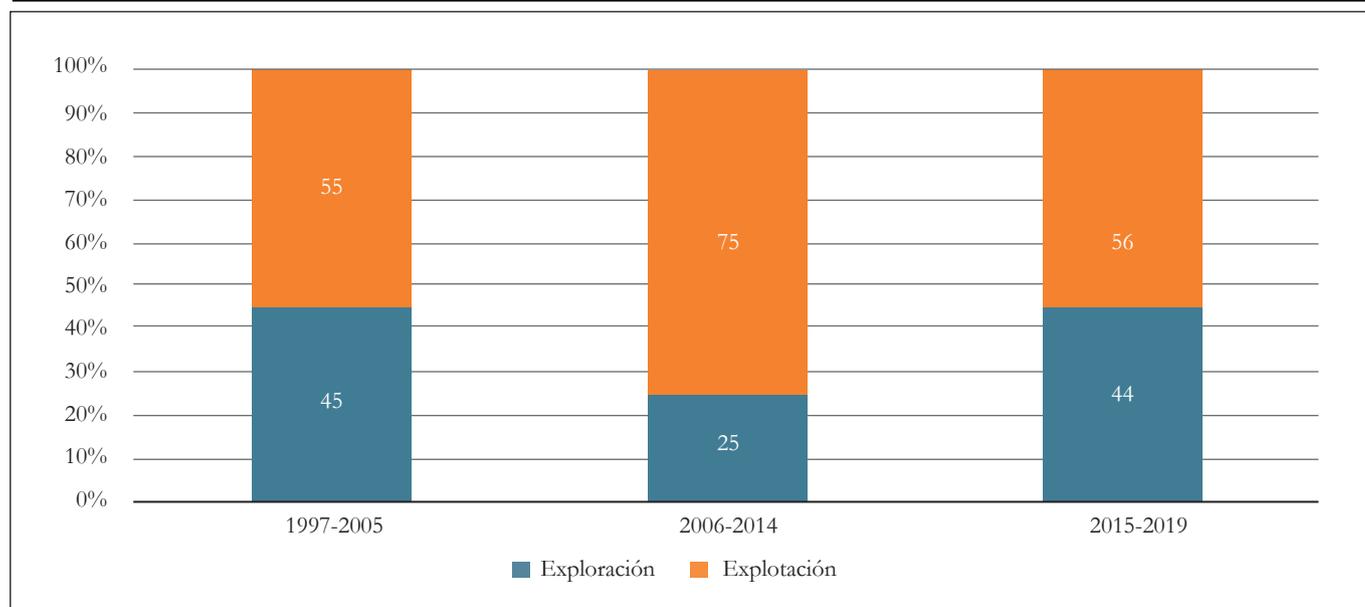
El incumplimiento de la obligación de las autoridades sectoriales de realizar anualmente la certificación de reservas, la falta de transparencia de ese proceso e incluso la distorsión de la información acerca de la verdadera situación de las reservas, amén de la total ausencia de lectura sobre la realidad 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 (período 1997-2005), las inversiones en el *upstream* de hidrocarburos, públicas y privadas, sumaron 3.351 millones de dólares. En el período 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 período fue de 664,33 millones (superior en 78% al del primer período). Sin embargo, el promedio anual de inversiones destinadas a la exploración durante el segundo período fue mayor solo en 5% al del primer período, lo que refleja el escaso interés de las compañías operadoras en buscar nuevos yacimientos que pudieran reponer las reservas consumidas.

Como destaca el gráfico 11, durante los primeros dos períodos 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.

GRÁFICO 11
COMPOSICIÓN DE INVERSIONES ANUALES PROMEDIO EN EXPLORACIÓN
Y EXPLOTACIÓN EN HIDROCARBUROS



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

Solamente durante su último período 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 período 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 período largo de crecimiento económico, con una tasa promedio de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) de 4,68% para todo el período 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 período 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 período 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 Telamayu 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 refinería de hierro, la planta hidrometalúrgica de cobre, las refineries 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 año 2020, se informó desde esferas gubernamentales que las plantas funcionaban por debajo de su capacidad instalada: la planta de urea/amoniaco estaba 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 períodos 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 YPFB, 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 biodiésel, 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 de la economía boliviana en su conjunto.

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.

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 2020, 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 período 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 biodiésel. 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 los 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_sector/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: FOBOMADE. 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>

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.economiafinanzas.gob.bo/documentos/2018/VPCF/Documentos/Libro_Las_Empresas_P%C3%BAblicas_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 indústria de gás natural*, núm. 162, agosto. Disponible en <http://www.mme.gov.br/documents/36216/1119340/08+-+Boletim+Mensual+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/a-tbg/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 Hidrocarburífera. Disponible en <https://portalgis.ypfb.gob.bo/arcgis/apps/opdashboard/index.html#/73fc6d018c7a-41f5b339cdd1bbfec964> (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).