

Breve análisis y prospectiva de la industria del gas natural boliviano: 1980-2021

Brief Analysis and Outlook of the Bolivian Natural Gas Industry: 1980-2021

*S. Mauricio Medinaceli Monrroy**

Resumen

En el presente documento se exploran las causas que llevaron a abrir nuevos mercados del gas natural en Bolivia, su evolución y posterior desaceleración; algunas medidas de política pública que podrían servir para incrementar la producción del sector hidrocarburos boliviano y, finalmente, el nuevo contexto de los mercados internacionales, que es poco favorable para Bolivia, debido a dos factores: 1) que tanto Brasil como Argentina tienen interesantes prospectos para incrementar la producción doméstica y; 2) la irrupción del GNL en América del Sur convierte a este producto en un competidor serio para el gas boliviano. Es claro que hace 30 años atrás ninguno de estos factores era una amenaza creíble.

Del breve análisis realizado en este documento se puede concluir: 1) la exportación de gas natural, en particular el proyecto Bolivia-Brasil, tuvo un impacto positivo sobre el desempeño del sector hidrocarburífero boliviano y la economía en general; 2) debido a la naturaleza de la inversión realizada en el sector, concentrada en la explotación de campos, y uno de los *Government Take* más altos de la región, se espera una declinación en la producción futura de gas natural; 3) por este motivo, Bolivia acordó con Brasil y Argentina (en 2019 y 2020, respectivamente) adendas a los contratos de exportación que disminuyen las obligaciones de entrega, y así evitar el pago de multas y; 4) hoy en día la posición negociadora de Bolivia frente a Brasil y Argentina es más débil que hace

* Director de la Carrera de Economía de la Universidad Católica Boliviana "San Pablo".
Contacto: mmedinaceli@ucb.edu.bo y mm@mmedinaceli.com

30 años atrás, debido a varios factores, entre ellos, la decreciente capacidad de producción de gas natural boliviana, importantes descubrimientos de gas en Vaca Muerta en Argentina y el Pre-Sal en Brasil, y la posibilidad de importar este producto a través de proyectos de GNL. Adicionalmente, el documento propone algunas medidas para impulsar el sector nuevamente, entre las cuales destacan la corporativización de YPF y un sistema impositivo más flexible.

Palabras clave: Gas natural; Bolivia; exportaciones de gas natural; mercado interno para el gas natural; exploración y producción.

Abstract

This document explores the causes that led to the opening of new natural gas markets in Bolivia, its evolution and subsequent deceleration; some policy options that could be used to increase production in the Bolivian hydrocarbon sector and, finally, the new context of international markets, which is not favorable to Bolivia because: 1) both Brazil and Argentina have interesting prospects to increase domestic production and; 2) the irruption of GNL in South America, makes this product a serious competitor for Bolivian gas. Thirty years ago, none of these factors were a credible threat.

The main conclusions of the document are: 1) historical exports of natural gas, in particular the Bolivia-Brazil project, had a positive impact on the performance of Bolivian hydrocarbon's sector and the economy; 2) due to the nature of the investment carried out in the sector, focused on field's exploitation, and the highest Government Take in the region, a decline in future natural gas production is expected; 3) for this reason, Bolivia agreed with Brazil and Argentina (2019 and 2020) modifications to the export contracts to reduce the delivery obligations and avoid the payment of fines; 4) today, Bolivia's negotiating position vis-à-vis Brazil and Argentina is weaker than 30 years ago, because of several factors, among them, the declining Bolivian natural gas production capacity, important discoveries of gas fields in "Vaca Muerta" en Argentina and Pre-Salt in Brazil, and the GNL option. Additionally, the document proposes some measures to boost the sector, some of them are the corporatization of YPF and a more progressive tax system.

Key words: Natural gas; Bolivia; gas exports; internal market for natural gas; upstream production.

Clasificación/Classification JEL: F15, Q31

1. Introducción

Durante el período 1999-2019 Bolivia experimentó dos eventos que cambiaron la estructura productiva del sector hidrocarburos, y de la economía boliviana en general; ellos son: 1) gracias al contrato de exportación de gas natural Bolivia-Brasil, el país exportó una cantidad de gas natural -inédita en la historia de América del Sur- a través de un ducto de más de 30 pulgadas y; 2) no solo los volúmenes fueron elevados, sino que también el precio utilizado para su valoración tuvo una escalada impensada. Cuando se firmó el contrato, se hizo el *Project Finance* del proyecto con un precio promedio del gas natural de US\$/MMBTU 1.00; sin embargo, gracias a la fórmula de indexación¹ de precios inserta en el contrato, Bolivia llegó a recibir hasta 7-8 veces este precio inicial.

De forma paralela, eventos sociales ocurridos en los primeros años del nuevo milenio condujeron a modificaciones en las reglas del juego, en particular, del sistema impositivo. El cambio más importante fue la aprobación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos² (IDH) el año 2005, a través del cual se incrementó la alícuota de los impuestos a la producción del 18%³ al 50%, a todos los campos por igual. Este nuevo impuesto tuvo como principal defecto inviabilizar la inversión en exploración en un contexto de precios bajos⁴ o medianos⁵; por este motivo, el grueso de las inversiones del sector se destinó a la inversión en explotación. Por otra parte, este impuesto permitió que las rentas del sector hidrocarburos no se destinen por completo a las arcas del gobierno central, sino favorezcan también el ingreso de los gobiernos regionales, en este sentido, no solo fue un instrumento de recaudación, también fue uno de descentralización⁶.

Adicionalmente, en mayo del año 2006 (un año después de la aprobación del IDH) se aprueba el decreto supremo “Héroes del Chaco” que, en la parte pertinente al sector hidrocarburos, obliga (casi unilateralmente) a la renegociación de los contratos de exploración y explotación entre el gobierno boliviano y los operadores privados. Resultado de ello, la

1 Ver Medinaceli (2004).

2 Con una alícuota del 32% sobre el valor de la producción.

3 En la forma de regalías y participaciones.

4 En el orden de US\$/Barril 25, como los observados en el mercado interno.

5 En el orden de US\$/Barril 50, como se tienen (en promedio) a partir del año 2015.

6 De hecho, en su momento la dicotomía se encontraba en: 1) incrementar las regalías al 50%, para que el gobierno de turno tenga el control total del 32% adicional o; 2) coparticipar el IDH entre los gobiernos regionales.

participación estatal⁷ se incrementa en 15% en los campos grandes y entre 1% y 5% en los campos pequeños y medianos⁸. Todos estos recursos adicionales fueron (y son) parte del ingreso de la estatal petrolera, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

Un esquema fiscal de esta naturaleza (entre los más altos del mundo) funcionó bien hasta el año 2015, cuando los precios internacionales del petróleo se situaban en el umbral de los US\$/Barril 100. Sin embargo, a partir de la severa caída en ese año, todas las variables más importantes del sector y de la economía boliviana comienzan a caer: la producción, exportaciones, inversiones en hidrocarburos, las reservas del Banco Central de Bolivia, el ingreso fiscal por IDH, las regalías y la participación de YPFB; en síntesis, se produce un shock externo que tuvo impactos severos sobre la economía boliviana⁹.

El presente documento busca explorar las causas que llevaron a abrir nuevos mercados del gas natural, su evolución y posterior desaceleración, plantea algunas medidas que podrían servir para levantar el sector hidrocarburos boliviano y, finalmente, explica que el nuevo contexto de los mercados internacionales es poco favorable para Bolivia, debido a dos factores: 1) que tanto Brasil como Argentina tienen interesantes prospectos para incrementar la producción doméstica y; 2) que la irrupción del GNL en América del Sur ha convertido a éste en un competidor serio para el gas boliviano. Es claro que hace 30 años atrás ninguno de estos factores era una amenaza creíble.

2. Antecedentes históricos: 1980-1999

La característica central de este período dentro el sector hidrocarburiífero boliviano, además de la marcada crisis económica y financiera por la que atravesó el país, se resume en la necesidad de líquidos (gasolina y diésel oil), y debido a ello la sobreexplotación de los campos de gas natural.

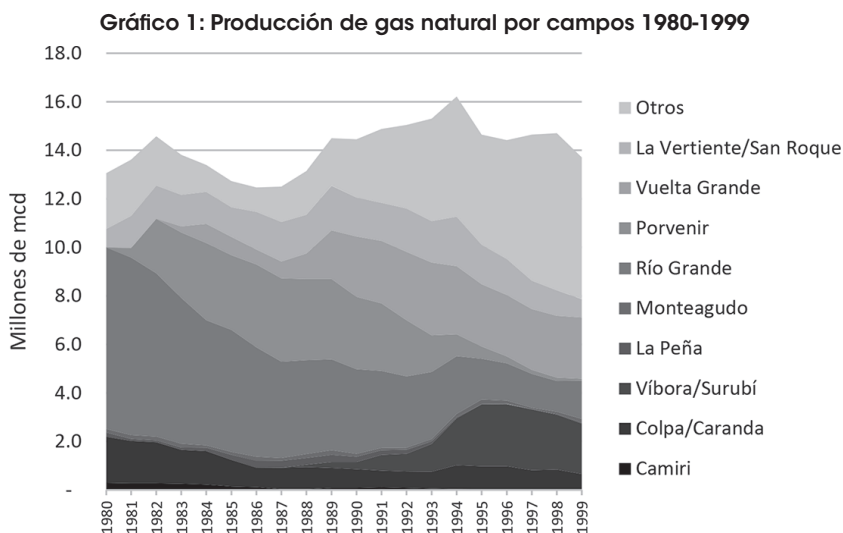
De acuerdo con el Gráfico 1, la producción bruta de gas natural en este período osciló entre 12 y 14 MM mcd, alcanzando los niveles más bajos entre los años 1985 y 1987, que

7 Como porcentaje de los ingresos brutos en boca de pozo.

8 Adicionales al 50% existente (18% de regalías y 32% de IDH).

9 A ello se suma el año 2020 el impacto negativo de la pandemia COVID-19.

podrían caracterizarse como post-hiperinflación¹⁰. Los campos productores más importantes en este período fueron Río Grande, Porvenir y Vuelta Grande. Ellos explican más del 51% del total producido entre 1980 y 1999; ya hacia el final, los campos Víbora y Surubí representan el 16% del total producido.



Fuente: INE, YPFB, Ministerio de Hidrocarburos

Pese a que la producción se mantuvo estable por encima de los 12 MM de mcd, las necesidades del mercado externo (el principal mercado de la producción boliviana de gas natural) no llegaban ni a los 7 MM de mcd, y el mercado interno, con la excepción del gas natural utilizado en las termoeléctricas, era casi marginal. Entonces, ¿qué explica este aparente exceso de producción? Como se analizará a continuación, fue la necesidad de los líquidos asociados al gas natural la que llevó a explotar los campos muy por encima de las necesidades inherentes al producto.

El Gráfico 2 presenta los principales destinos¹¹ de la producción bruta de gas natural; la exportación y el gas natural “no aprovechado” representan el 40.3% y 42.2% de dicha

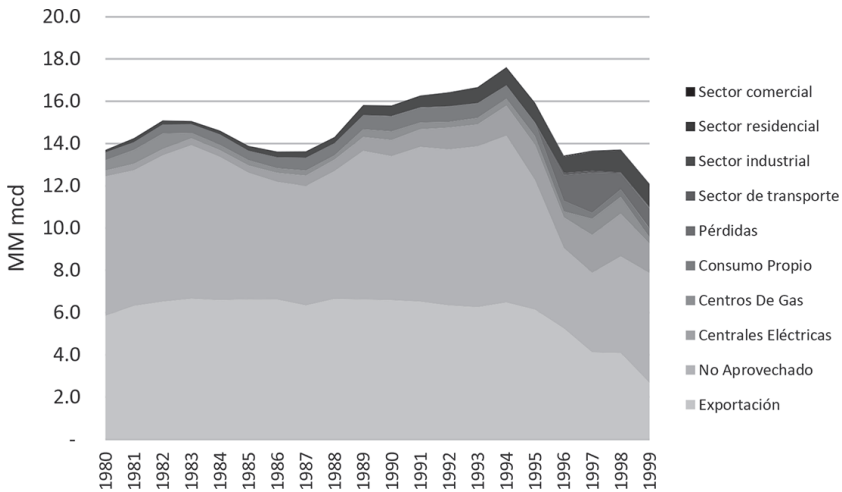
¹⁰ En el anexo a este documento se encuentran las cifras detalladas.

¹¹ En este contexto, ni usos ni mercados parece que son los términos correctos.

producción bruta, respectivamente¹². El tercer destino más importante fue la generación eléctrica (5.9%), luego el consumo propio (3.6%), el consumo destinado al sector industrial del país (3.5%), los centros de gas (2.7%) y el resto.

En la clasificación que utiliza la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) se denomina “no aprovechado” a todo el gas natural que fue quemado, venteado y/o reinyectado. Desafortunadamente no se disponen de cifras oficiales para desagregar esta información; sin embargo, no resulta contraintuitivo mencionar que la quema y venteo de gas fueron mayores a los volúmenes de reinyección; ello generó al menos dos tipos de problemas: 1) de tipo ambiental y; 2) quizás el que más preocupó en su momento, de tipo económico, dado que el gas natural era quemado y/o venteado cuando ya tenía un valor económico, ya sea dentro el país o en los países vecinos (Brasil y Argentina).

Gráfico 2: Destinos del gas natural 1980-1999



Fuente: OLADE

El *trade-off* entre producción de líquidos y quema/venteado de gas natural es evidente en el siguiente texto:

El problema central que enfrenta el sector hidrocarburífero del país es la evidencia de que la relación reservas probadas/producción, que proporciona un indicador sobre el grado de

¹² En conjunto, explican el 82.5% del total.

seguridad de aprovisionamiento de hidrocarburos líquidos, está en franca declinación, y que el ritmo de crecimiento de la producción de líquidos es menor que el ritmo de crecimiento de la demanda. De mantenerse estas dos tendencias, es probable que el país se vea en la necesidad, en los próximos años, de importar no sólo diesel, como lo está haciendo actualmente, sino petróleo para poder satisfacer las necesidades del mercado (Müller y Asociados, 1993)

Con alta probabilidad, ésta y otras consideraciones¹³ llevaron a los hacedores de política económica y energética en la década de los ochenta y noventa a considerar, seriamente, la posibilidad de exportar gas natural a Brasil y/o Argentina. Como se verá en la siguiente sección, ello no fue tarea fácil, dado que implicó una ingeniería político-económica-financiera no menor.

3. La exportación de gas natural al Brasil¹⁴

El contrato de exportación de gas natural al Brasil es uno de los proyectos de exportación más importantes del país durante los últimos 50 años. No solo por los desafíos iniciales respecto a la magnitud de la inversión, el deseo de abrir mercados para el gas natural en Brasil y la necesidad de incrementar las reservas; sino también por el impacto positivo que este proyecto tuvo para la economía boliviana en los últimos 15 años. Para entender la difícil ingeniería político-económica-financiera necesaria para llevar adelante este proyecto, a continuación se detallarán los hitos del mismo:¹⁵

- 24 de mayo de 1974, en reunión presidencial se firma el “Acuerdo de Cooperación y Complementación Industrial entra la República de Bolivia y la República Federativa de Brasil” por el cual se estructura un proyecto de complementación industrial fronterizo – hierro, urea, cemento– y la venta de gas natural boliviano al Brasil, con el fin de establecer una alianza estratégica entre ambos países.
- 2 de agosto de 1982, en reunión presidencial se intenta llevar a cabo el acuerdo mencionado anteriormente, concentrando los esfuerzos en la compra y venta de gas natural.

13 Importantes mercados internacionales (Brasil y Argentina) para el gas natural, el impacto positivo en variables económicas y sociales, el impulso del gas natural como una fuente de energía menos contaminante, la posibilidad de tener un saldo en cuenta corriente positivo con Brasil y/o Argentina, el impacto positivo sobre la pobreza y desigualdad del ingreso, entre otros.

14 La discusión de esta sección tiene como base el documento de Medinaceli (2017).

15 La fuente de esta información es el Informe Mensual de YPF de diciembre de 2001.

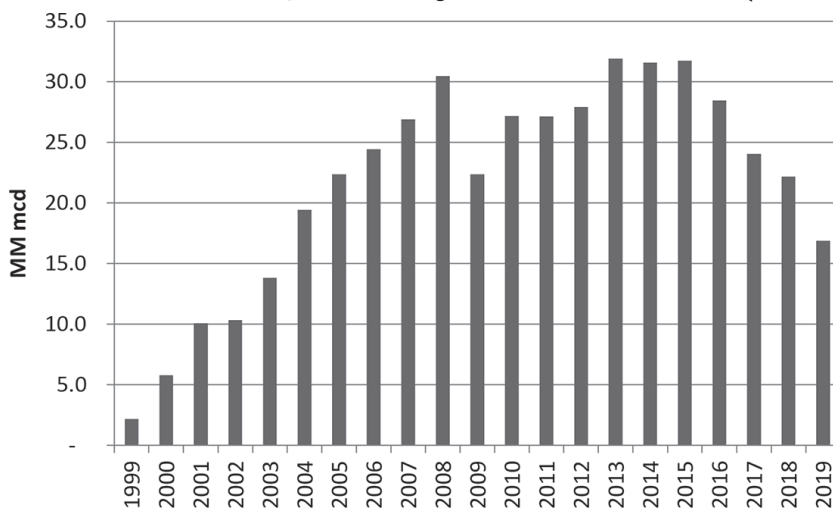
- 2 de agosto de 1988, también en reunión presidencial se suscriben Notas Reversales por las cuales se compromete la compra y venta de productos derivados del gas natural, energía eléctrica (500 MW) y 3 MM de mcd de gas natural.
- 29 de noviembre de 1991, a través de una Carta de Intenciones entre YPFB y PETROBRAS, se toma la decisión de vender y comprar entre 8 y 16 MM de mcd de gas natural.
- 25 de marzo de 1992, en reunión entre YPFB y PETROBRAS se acuerda construir el gasoducto por la ruta fronteriza Puerto Suárez-Corumbá.
- 17 de agosto de 1992, se firman los siguientes documentos: “Contrato preliminar para la suscripción de un contrato de compra-venta de gas natural”; “Acuerdo de alcance parcial de promoción del comercio entre la República de Bolivia y la República Federativa del Brasil” y el “Acuerdo Marco” que define las condiciones de exportación-importación de gas natural. También se acuerda que la compra y venta de gas natural estará exenta de gravámenes a la importación y de impuestos a la exportación, así como cualquier otra restricción no arancelaria.
- 17 de febrero de 1993, en Cochabamba, los presidentes de ambos países suscriben el “Contrato de compraventa de gas natural YPFB-PETROBRAS” y las “Notas reversales sobre compraventa de gas natural”.
- 5 de agosto de 1996, en Brasilia se firma el “Acuerdo entre los gobiernos de la República de Bolivia y la República Federativa del Brasil para la exención de impuestos relativos a la implementación del proyecto del gasoducto Bolivia-Brasil”.
- 16 de agosto de 1996, se suscriben el “Contrato de compraventa de gas natural que amplía el contrato suscrito de 17 de febrero de 1993” y el “Contrato de pago anticipado de las tarifas de transporte por Petrobras, para financiar el gasoducto en el tramo boliviano”.
- 4 de septiembre de 1996, en reunión presidencial se dan por iniciadas las obras de construcción del gasoducto de exportación de gas natural Bolivia-Brasil.
- 9 de febrero de 1999, se inaugura el gasoducto Bolivia-Brasil en el tramo Río Grande (Santa Cruz, Bolivia)-Campinas (San Pablo, Brasil). Posteriormente, el 16 de marzo de 2000, en Brasilia se amplía el volumen contractual a 30.08 MM de mcd de gas natural.

Las características generales del contrato son: 1) un gasoducto de 3,100 km desde Río Grande, Bolivia, hasta Puerto Alegre, Brasil, 2) el volumen contractual, como ya se indicó,

es de 30.08 MM de mcd de gas natural; 3) los precios de exportación están indexados a los precios internacionales de una canasta de *fuel oils*¹⁶; 4) se establece una cláusula “*Take or Pay*” por el 80% del volumen contratado¹⁷.

El Gráfico 3 presenta la evolución de los volúmenes de exportación de gas natural en el contrato YPFB-PETROBRAS, desde la fecha de inicio hasta el año 2019, es decir, 20 años de contrato. Hasta el año 2017, tanto Bolivia como Brasil cumplieron los términos del acuerdo; durante este período no hubo problemas con la entrega de los volúmenes solicitados, y Brasil, por su parte, hizo las gestiones necesarias para el mayor uso de este producto en su matriz energética. Sin embargo, la figura también presenta una importante desaceleración a partir del año 2015, la misma que será explicada posteriormente¹⁸.

Gráfico 3: Volúmenes de exportación de gas natural YPFB-PETROBRAS (MM mcd)



Fuente: YPFB

El impacto de la exportación de gas natural se observa en el Gráfico 4; ella muestra cómo esta exportación cobró cada vez más importancia dentro de las exportaciones totales. En promedio, durante los últimos años el porcentaje se sitúa entre el 25 y el 30%. Respecto a su

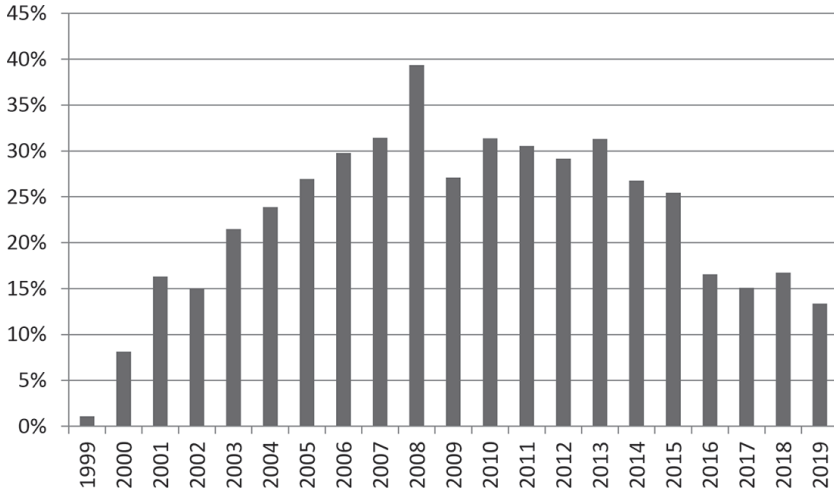
¹⁶ Además, existe un componente autorregresivo que permite atenuar los shocks transitorios en los precios internacionales del petróleo.

¹⁷ También existe una cláusula de “*Deliver or pay*”.

¹⁸ Los datos de estas figuras se encuentran en el anexo a este documento.

impacto sobre el resto de la economía, en Del Granado *et al.* (2010) se estima que la mitad del crecimiento económico del período 2005-2010 se explica por este proyecto de exportación.

Gráfico 4: Exportación de gas natural YPFB-PETROBRAS como % de las exportaciones totales



Fuente: YPFB

Respecto a la evolución de los precios de exportación del gas natural, el Gráfico 5 presenta la correlación positiva de éstos con los precios internacionales del petróleo¹⁹, debido a la cláusula señalada previamente, por la que existe un vínculo con los precios de una canasta de *fuel oils* y un factor de escalamiento anual. Hasta el año 2005, el precio de exportación difícilmente superaba los US\$/MM BTU 2; sin embargo, la situación cambia durante los siguientes años²⁰ y los precios se sitúan cómodamente por encima de los 7 y 8 US\$/MM BTU hasta el año 2015, cuando se observa una significativa disminución en los precios de referencia del gas natural boliviano exportado a Brasil; ello afectó seriamente al desempeño del sector hidrocarburos boliviano.

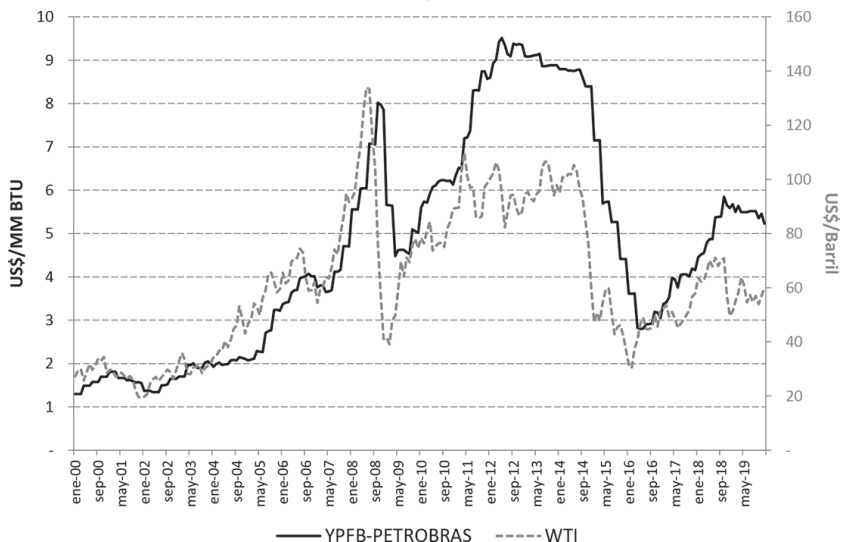
El gráfico solo presenta datos hasta diciembre del año 2019, sin embargo, los precios también sufren una fuerte disminución el año 2020 debido al efecto de la pandemia

¹⁹ Se utiliza el precio *West Texas Intermediate* (WTI).

²⁰ Con excepción de la disminución observada los años 2008 y 2009, que ocurre por la crisis financiera mundial de la época (ver Medinaceli, 2010a).

COVID-19; ya el año 2021 los precios se recuperan; aunque es poco probable que, en el corto plazo, los precios internacionales de los derivados del petróleo (y por tanto del gas natural) recuperen los niveles observados antes del año 2015.

Gráfico 5: Precios de exportación del gas natural, contrato YPFB- PETROBRAS

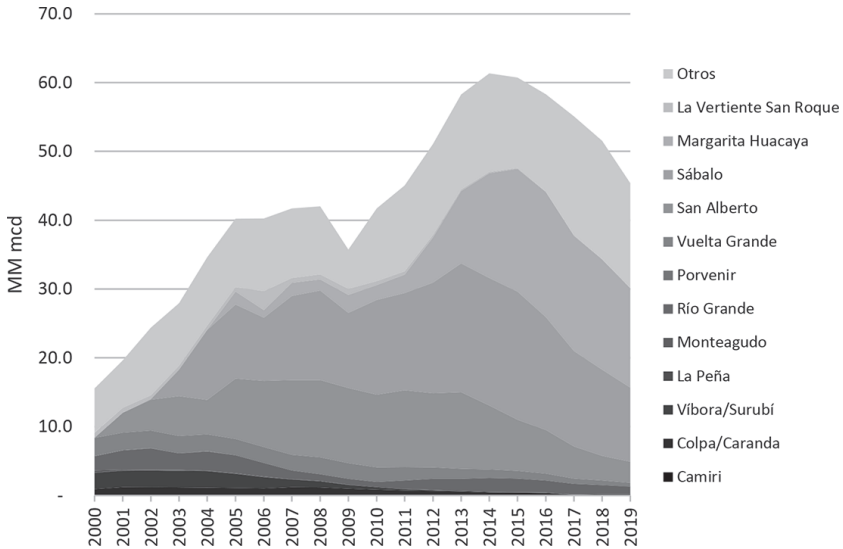


Fuente: YPFB y US Energy Information Administration

Si bien los problemas para Bolivia comienzan el año 2015 con la caída de los precios de exportación, éstos se agudizan el año 2018, cuando Bolivia no puede enviar (por restricciones en la producción) los volúmenes de gas contractuales, y por ello se tuvo que pagar la multa determinada en el contrato. Puesto que la imposibilidad de cumplir con los volúmenes comprometidos y continuar con el abastecimiento del mercado interno es estructural, en diciembre del año 2019 se firma la octava adenda al contrato, en la cual, entre otras cosas, se modifica el punto de entrega del gas natural y se disminuyen los volúmenes mínimos de entrega de Bolivia hacia Brasil. Ello se hace con el propósito de no pagar multas futuras porque la producción de gas natural en Bolivia está en declinación²¹, tal como se observa en el Gráfico 6.

²¹ Es notoria la curva de declinación del Campo San Alberto.

Gráfico 6: Producción de gas natural 2000-2019



Fuente: YPFB

Si bien el contrato de exportación entre Bolivia y Brasil aún estará vigente un par de años más, dado que es necesario cumplir con la entrega total del volumen de gas natural acordado, ya es posible realizar una evaluación preliminar de lo que este contrato significó para el país:

1. Este contrato explica la mitad del crecimiento económico boliviano de los últimos 15 años, ya que gran parte de los ingresos por la exportación de gas natural fueron coparticipados a toda la economía (a través de instrumentos fiscales²²) y ello permitió incrementar el gasto y la inversión pública tanto a nivel de gobierno central como regionales²³.
2. También a través de instrumentos fiscales, sobre todo de coparticipación del IDH, el flujo de recursos que generó este proyecto colaboró a disminuir los índices de pobreza y desigualdad en el país. El mecanismo de transmisión es como sigue: 1) mayor demanda de gas natural; 2) mayor producción de dicho producto; 3) mayor nivel de IDH pagado por los productores (a precios notoriamente elevados); 4) gracias a los mecanismos de coparticipación del IDH,

²² En Andersen *et al.* (2006) se explica cómo instrumentos fiscales como, por ejemplo, las regalías y el Impuesto Directo a los Hidrocarburos, pueden modificar (positiva o negativamente) la pobreza y desigualdad en la distribución del ingreso.

²³ Para un mejor entendimiento de los instrumentos metodológicos utilizados en esta evaluación económica, ver Del Granado *et al.* (2010) y Grebe *et al.* (2012).

este incremento de recursos llega directamente a municipios y gobernaciones²⁴, generando de esta manera un efecto “derrame” significativo²⁵, además de los instrumentos de asistencia social que se financiaron con el ingreso por la exportación de gas natural²⁶.

3. La expectativa de un mercado seguro²⁷, por al menos 20 años, atrajo inversión extranjera directa al país²⁸; durante la década de los noventa llegaron a Bolivia firmas dedicadas a la exploración y explotación de nivel mundial (Total, Repsol, BG, etc.). Ello redundó en un mayor nivel de reservas probadas y la capacidad boliviana para poder exportar gas natural, más allá del contrato Bolivia-Brasil. Clara muestra de ello es el descubrimiento del Campo Margarita-Huacaya en el Bloque Caipipendi, ya que fue su producción la que abasteció al segundo contrato de compraventa de gas entre Bolivia y Argentina.

Las preguntas contrafactuales aún persisten: De no haberse concretado el proyecto Bolivia-Brasil²⁹, ¿el campo Margarita-Huacaya hubiera sido descubierto en el corto plazo? Y aún descubierto, ¿hubiera existido la inversión necesaria para que se convierta en el principal campo productor del país?

4. En el plano técnico, la construcción de un gasoducto de esta envergadura significó que Bolivia se sitúe a la vanguardia tecnológica del momento, donde no solo se cuidaron los aspectos de seguridad industrial, sino también se aceptaron las medidas de mitigación ambiental establecidas en la normativa internacional. Ello permitió que varias empresas de servicios petroleros bolivianas puedan operar a nivel internacional.
5. Respecto al abastecimiento de líquidos, la mayor producción de gas natural implicó mayor producción de líquidos, sobre todo gasolina³⁰, y a su vez ello generó excedentes de exportación del llamado crudo reconstituido³¹. Solo al final del contrato fue necesario importar volúmenes de “aditivos”, para mezclarlos con la producción del campo y así obtener gasolina.

24 Para una discusión del impacto regional de los ingresos fiscales provenientes del sector hidrocarburos, ver Medinaceli (2010b).

25 Ver Del Granado *et al.* (2010) y Grebe *et al.* (2012).

26 Ver Medinaceli y Mokrani (2010).

27 Brasileiro.

28 Además de un marco regulatorio, reflejado en la Ley de Hidrocarburos N° 1689, progresivo y abierto a la inversión extranjera directa.

29 Asociado a las reformas regulatorias del momento.

30 Ver Medinaceli (2012a, 2012b y 2014).

31 Desde las refinerías.

6. Con relación a las divisas, la importante entrada de dólares americanos resultante de mayores exportaciones de gas natural hacia el Brasil ayudó a que el Banco Central de Bolivia aprecie la moneda nacional y así fomentar la llamada “bolivianización” de la economía³².
7. De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos N° 3058, las rentas provenientes del gas natural deben invertirse, sobre todo, en infraestructura pública. Ello derivó a que se potencien tres sectores económicos: 1) transporte; 2) construcción y; 3) financiero³³. Si bien los dos primeros son evidentes, el tercero se benefició a través de mayor liquidez en el sistema como resultado de la inversión pública³⁴.

4. La exportación de gas natural a la República Argentina

El 21 de abril de 2004, en la ciudad de Buenos Aires, los Gobiernos de la República de Bolivia y de la República Argentina suscribieron el “Convenio temporario de venta de gas natural entre la República de Bolivia y la República de Argentina”. Luego, el 19 de octubre de 2006, se suscribe el Contrato de Compra y Venta de Gas Natural entre YPF y ENARSA para el envío de 7.7 MM mcd hasta 27.7 MM mcd desde Bolivia a la República Argentina. El año 2010 se firma una primera adenda a través de la cual se amplían los plazos para entregar los 27.7 MM mcd (año 2021) y se establecen volúmenes de entrega garantizados. El año 2012 se firma un contrato interrumpible de compra y venta de gas natural excedente de la cantidad establecida en la primera adenda mencionada previamente. Finalmente, es útil señalar que, tanto en el contrato en firme como en el interrumpible, la fórmula para el precio de venta es muy parecida a la utilizada en el acuerdo con el Brasil, sólo que en este caso se incorpora a la canasta de precios de *fuel oils* el precio internacional del *diésel oil*.

El siguiente cuadro muestra cómo los volúmenes enviados se incrementaron de 2.2 MM mcd el año 2004 a 15.7 MM mcd el año 2014, experimentándose, al igual que en el caso del Brasil, una caída durante el último período debido a restricciones de oferta por parte de Bolivia. De hecho, al igual que en el contrato con el Brasil, el año 2020 se firma una nueva

32 En Mercado *et al.* (2010) se muestra la relación entre la entrada de divisas a Bolivia y el proyecto de exportación al Brasil.

33 Ver Medinaceli (2007b y 2008).

34 Ver Del Granado *et al.* (2010) y Grebe *et al.* (2012).

adenda en la cual se disminuyen las obligaciones de entrega por parte de Bolivia, con el fin de no pagar posibles multas futuras como resultado de incumplimientos de entrega.

Por otra parte, si bien no en la magnitud del proyecto a Brasil, las exportaciones a la República Argentina llegaron a representar más del 17% de las exportaciones totales. Ello sucedió hasta el año 2015; luego, con la caída en los precios internacionales del petróleo y su correspondiente incidencia en los precios de exportación del gas natural, el valor de las exportaciones disminuye y se sitúa en el orden de 15% del total.

Cuadro 1
Contrato de exportación de gas natural YPFB-ENARSA

Año	Volumen (MM mcd)	Exportación gas natural (MM US\$)	Exportaciones totales (MM US\$)	%
2004	2.2	49.1	2,265.2	2.2%
2005	4.1	163.3	2,948.1	5.5%
2006	3.8	281.2	4,231.9	6.6%
2007	3.7	258.9	4,889.7	5.3%
2008	1.8	223.2	7,058.0	3.2%
2009	4.7	316.7	5,486.4	5.8%
2010	4.8	389.3	7,052.1	5.5%
2011	7.5	349.2	9,215.3	3.8%
2012	12.4	1,911.9	11,991.1	15.9%
2013	15.0	2,183.5	12,371.6	17.6%
2014	15.8	2,235.6	13,034.2	17.2%
2015	15.7	1,367.7	8,923.1	15.3%
2016	15.4	746.1	7,258.7	10.3%
2017	17.7	1,180.4	8,367.1	14.1%
2018	16.1	1,351.0	9,064.7	14.9%
2019	14.0	1,266.0	8,924.4	14.2%

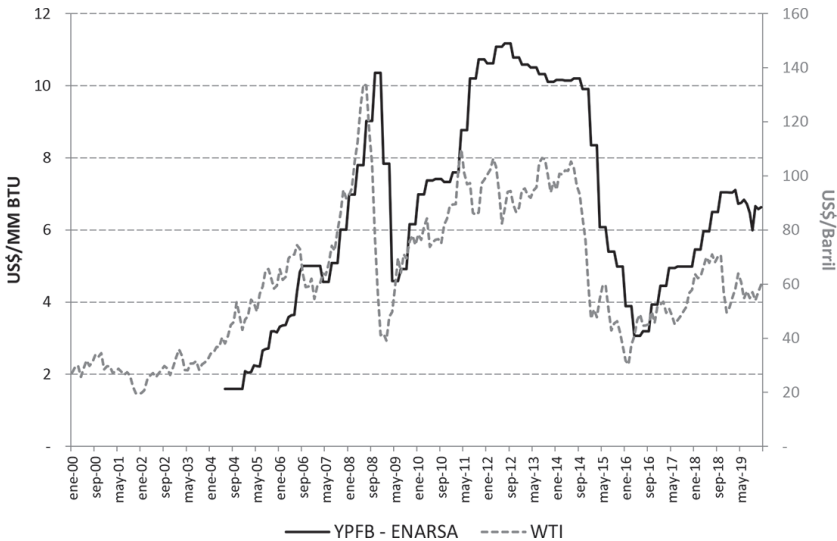
Fuente: YPFB, UDAPE

El Gráfico 7 presenta la evolución de los precios de exportación a la República Argentina (bajo el contrato YPFB-ENARSA) y su relación con el precio internacional del petróleo WTI. Está claro que la fórmula de precios acordada (que replica en cierta medida la utilizada en el contrato YPFB-PETROBRAS) permitió un incremento notable en los precios de venta de

gas natural, llegando inclusive a sobrepasar los US\$/MM BTU 10. Sin embargo, también es cierto que, luego de la caída en los precios internacionales el año 2015, los precios de exportación disminuyen³⁵.

El gráfico no presenta la información de precios durante el período 2020-2021, pero se sabe que debido a la pandemia del COVID-19 el año 2020 se experimentaron niveles de precios muy bajos, menores a los USD/MM BTU 5; para luego observar una recuperación el año 2021, ciertamente no a los niveles previos al año 2015.

Gráfico 7: Precios de exportación del gas natural, contrato YPFB - ENARSA



Fuente: YPFB y US Energy Information Administration

5. El mercado del gas natural boliviano en la actualidad

La caída de los precios internacionales del petróleo³⁶ observada en los años 2014 y 2015 marca un punto de inflexión en el sector hidrocarburos boliviano, y en la economía en general. Esta caída significó menores precios de exportación de dicho producto, disminuyendo los

³⁵ Es importante mencionar que la fórmula de precios con Argentina no incorpora el componente autorregresivo mencionado previamente.

³⁶ Que genera también una disminución en la canasta de precios de referencia para el gas natural exportado, tanto a Brasil como a Argentina.

ingresos en boca de pozo, el aporte de regalías e impuestos, los presupuestos de inversión y la rentabilidad en el sector.

5.1. Producción

La producción de gas natural durante el período 2015-2019 tiene una marcada tendencia decreciente, debido a la declinación de los principales campos productores, San Alberto y Sábalo; ella se ve atenuada (pero no compensada) por la producción del campo Incahuasi (ver Gráfico 8) descubierto a principios del actual siglo. Similar tendencia se aprecia con la producción de líquidos (ver Gráfico 9), en la cual también es evidente la tendencia decreciente de los campos antes mencionados y la atenuación por parte del campo Incahuasi.

A lo largo de los últimos años se observan dos períodos distintos, uno creciente, donde el impulso en la producción de gas natural provino del contrato de exportación al Brasil firmado en la década de los 90 y, en menor medida, por la firma del contrato con Argentina. Luego, un segundo período surge en 2015, cuando las curvas de declinación de los principales campos productores condicionan la producción total, atenuada en menor medida por la producción de campo Incahuasi (ver Gráfico 10).

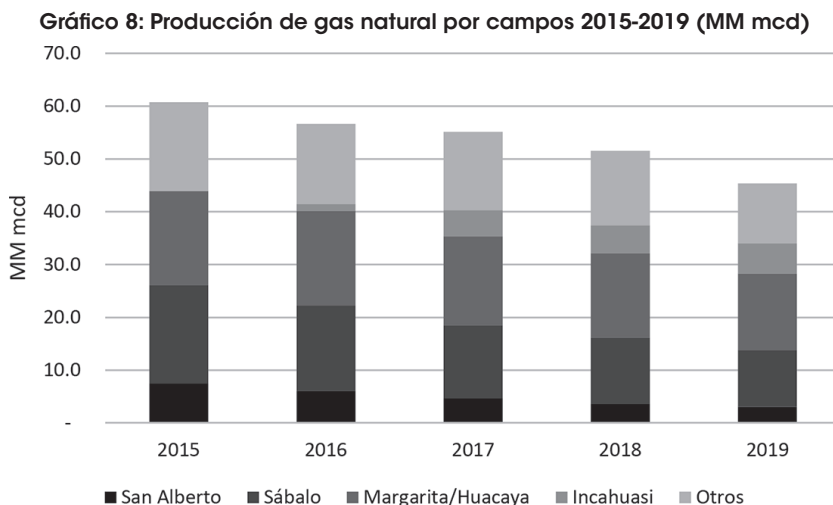
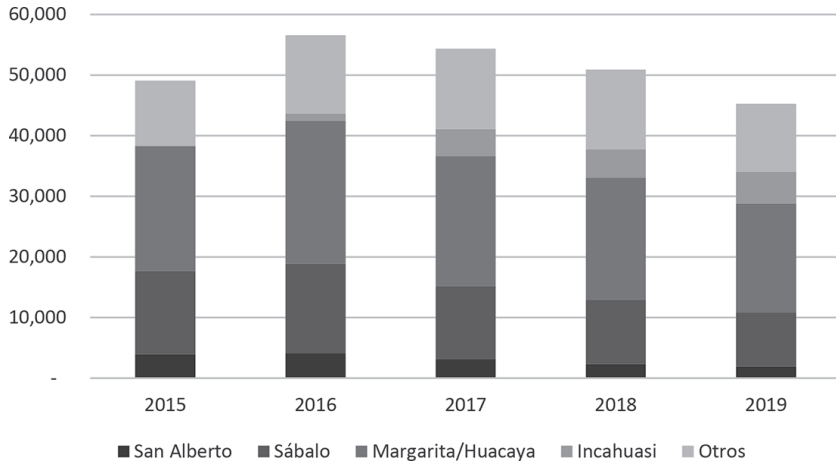
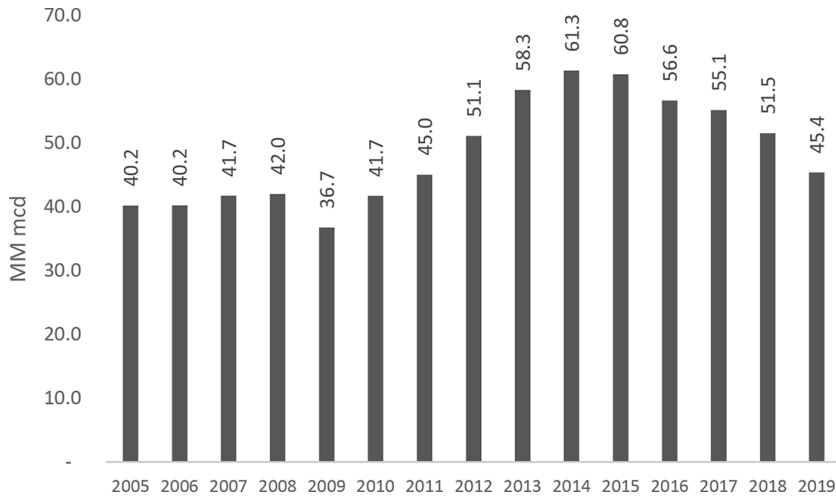


Gráfico 9: Producción de líquidos por campos 2015-2019 (Bpd)



Fuente: YPFB

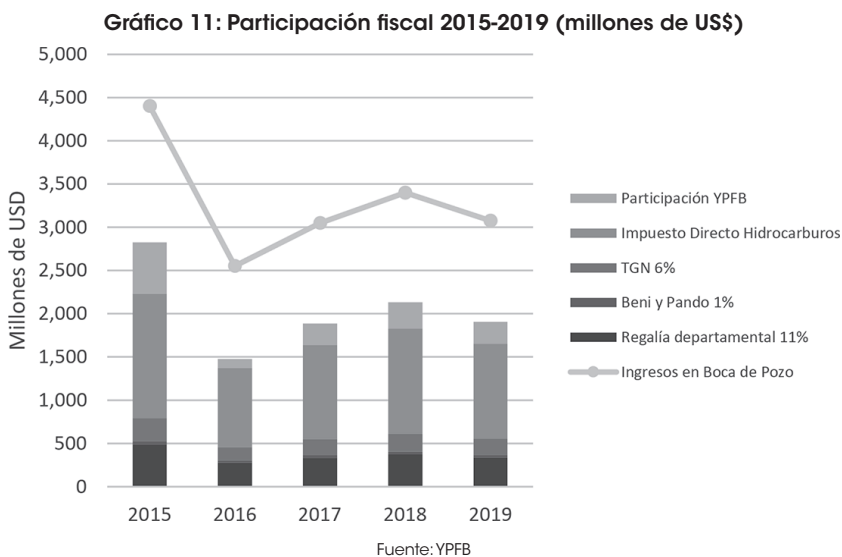
Gráfico 10: Producción de gas natural 2005-2014 (MM mcd)



Fuente: YPFB

5.2. Regalías e impuestos

Como cabría esperar, la caída en los niveles de producción y en los precios de exportación del gas natural ocasionaron una disminución en la recaudación estatal del sector hidrocarburos³⁷, reflejada en menores niveles de ingresos por regalías e IDH (ver Gráfico 11). Más aun, el impacto en la participación de YPFB—resultante de la “nacionalización” de los hidrocarburos³⁸— fue mucho más severa, de un promedio igual a US\$ 518 millones en el período 2005-2014 a US\$ 300 millones en el período 2015-2019 (la última cifra registrada el año 2019 es US\$ 252 millones); ello se debe a que esta participación se calcula sobre la utilidad de la operación del campo³⁹.



Con relación a la recaudación por regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (aplicado en boca de pozo) hasta el año 2014, el *upstream* del sector hidrocarburos pudo pagar una carga tributaria equivalente al 60%-65% de los ingresos en boca de pozo (ver Gráfico 12) porque: 1) gran parte de la inversión en exploración fue realizada antes del año 2005, por tanto, ésta fue asumida como un “costo hundido” por los operadores privados; 2) los precios

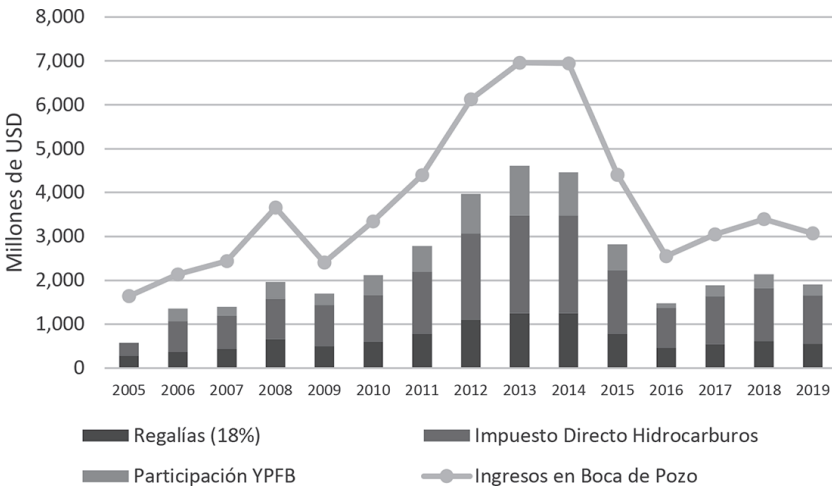
37 En las etapas de exploración y explotación.

38 El impacto fiscal de la “nacionalización” se analiza en Medinaceli (2006 y 2007a).

39 Una discusión detallada al respecto se encuentra en Medinaceli (2006 y 2007a).

de exportación del gas natural alcanzaron niveles de hasta US\$/MM BTU 9.00, debido a su indexación con los precios internacionales del petróleo, que llegaron a más de US\$/Barril 100 y; 3) los volúmenes de exportación al Brasil y Argentina estaban en su etapa creciente. Ciertamente, una vez que los precios disminuyeron, los volúmenes dejaron de crecer y no hubo mayores descubrimientos de reservas; la recaudación por regalías y el IDH entró también en una etapa decreciente.

Gráfico 12: Participación fiscal e ingresos en boca de pozo (millones de US\$)



Fuente: YPFB

5.3. Exportaciones y consumo interno de gas natural

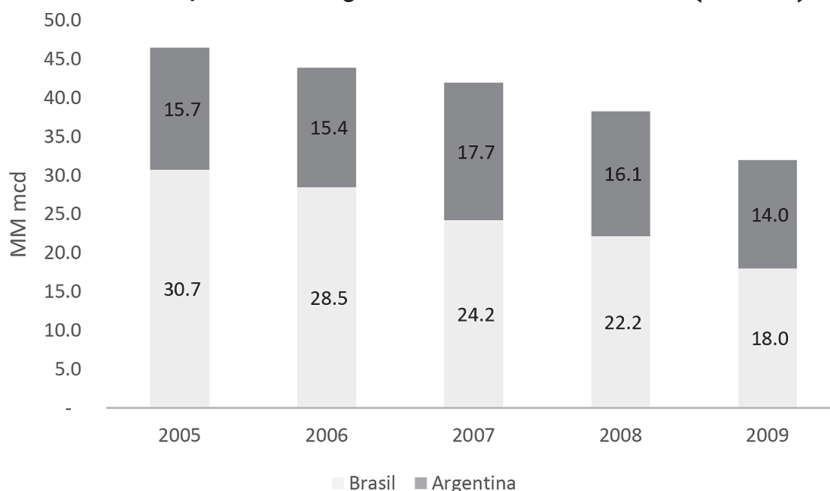
El tamaño de la inversión en exploración realizada y el riesgo exploratorio asociado redundaron en menor descubrimiento de reservas, lo que a su vez provocó una disminución en la capacidad de producción de gas natural. Por este motivo, Bolivia no pudo cumplir con sus compromisos de exportación⁴⁰ con Brasil y Argentina, lo que derivó en la caída en los volúmenes exportados hacia ambos países (ver Gráfico 13).

⁴⁰ Como se mencionó previamente, el año 2019 se acordó una menor entrega de gas natural con Brasil, y lo propio ocurrió el año 2020 con Argentina.

Con relación al mercado interno, los precios subsidiados del gas natural utilizado en la generación de electricidad y el utilizado en la distribución en ciudades –segmentos industrial, comercial, residencial y GNV– ocasionan que la demanda presente un crecimiento importante hasta el año 2018; el 2019 se aprecia un ligero estancamiento. Una de las diferencias marcadas respecto del pasado es que el consumo categorizado “otros” cobra mayor importancia, destacando dentro de éste el utilizado en la minería (ver Gráfico 14).

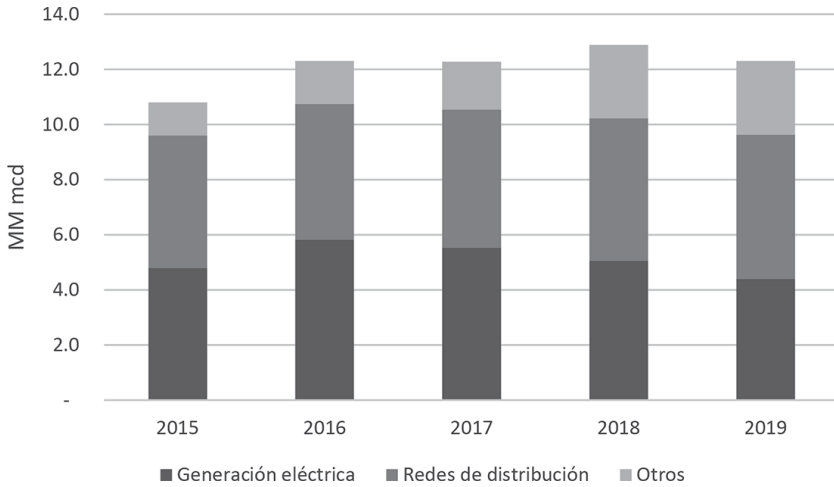
Con relación a la composición de los mercados destino de gas natural boliviano, en el período 2005-2014 más del 80% se destinó a Brasil y Argentina, y el resto, naturalmente, al mercado interno (ver Gráfico 15). Sin embargo, esta composición tiende a cambiar al finalizar la década, con 70% para el mercado externo y 30% para el interno. La menor capacidad de producción y la obligación de abastecer el mercado interno en primer lugar, generaron el cambio de 80/20 a 70/30 (ver Gráfico 16).

Gráfico 13: Exportación del gas natural boliviano 2015-2019 (MM mcd)



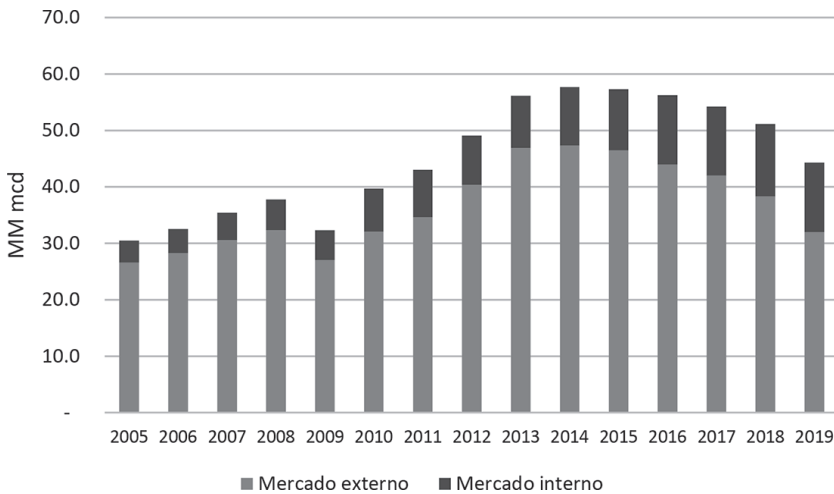
Fuente: YPFB

Gráfico 14: Ventas de gas natural en el mercado interno 2015-2019 (MM mcd)

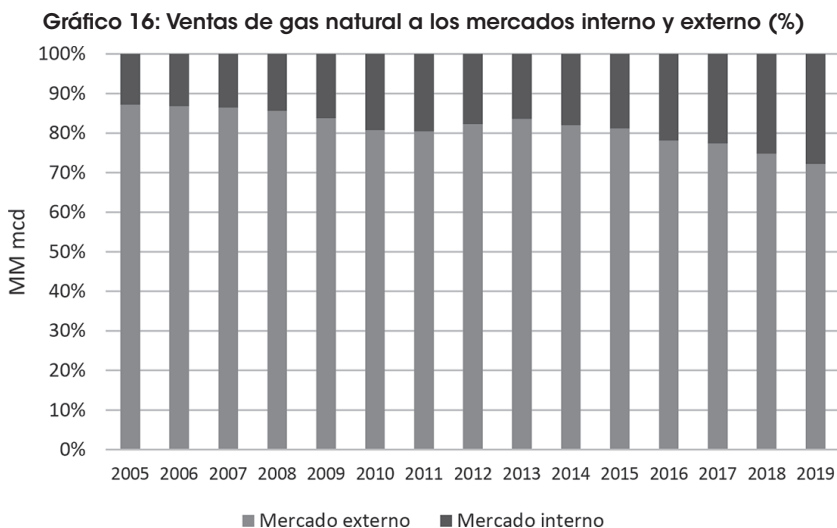


Fuente: YPFB

Gráfico 15: Ventas de gas natural a los mercados interno y externo (MM mcd)



Fuente: YPFB



Fuente: YPFB

Analizando la evolución de mediano y largo plazo de la industria del gas natural en Bolivia, el Cuadro 2 muestra la evolución de las principales fuentes y usos de este producto desde el año 1989. En ella se confirman las afirmaciones previas con relación al impacto positivo que tuvo la apertura de mercados de exportación; sin embargo, también queda claro el crecimiento del consumo en el mercado interno, resaltando el consumo de gas natural en el transporte (GNV) y el sector residencial.

Cuadro 2
Fuentes y usos del gas natural, Bolivia (TBTU)

Concepto	1989	1999	2009	2019	Crecimiento anual 1999/2019
Producción	203.8	165.3	443.3	563.0	6.3%
Exportación	85.1	34.4	322.0	389.9	12.9%
Variación de inventarios	0.1	-	-	-	
No aprovechado	90.8	67.0	20.8	5.3	-11.9%
Oferta total	27.8	63.9	100.5	167.9	5.0%
Refinerías	-	0.5	-	-	
Centrales eléctricas	8.5	18.0	38.7	53.0	5.6%
Autoprodutores	-	0.2	-	-	

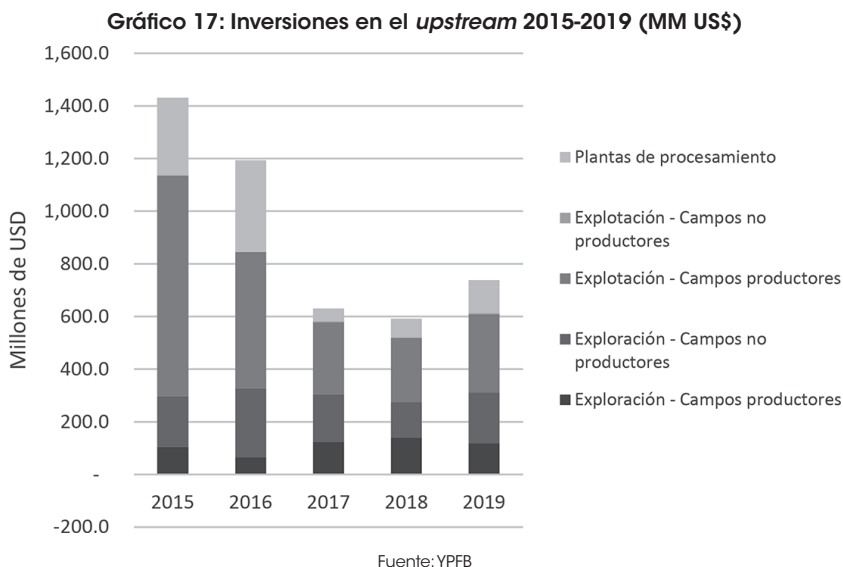
Concepto	1989	1999	2009	2019	Crecimiento anual 1999/2019
Centros de gas	4.7	3.8	5.4	14.9	7.1%
Total transformación	13.2	22.4	44.2	67.9	5.7%
Consumo propio	8.6	5.4	18.3	28.8	8.8%
Pérdidas	0.1	12.5	0.6	-	
Ajuste	0.2	-8.8	-0.2	5.7	
Transporte	-	0.7	13.1	26.1	20.1%
Industrial	6.2	13.7	21.6	32.4	4.4%
Residencial	-	0.2	1.5	5.8	19.9%
Comercial, servicios, público	-	0.2	1.0	2.1	12.3%
Consumo energético	6.2	14.8	37.2	66.4	7.8%
Consumo no energético	-	-	-	10.4	
Consumo final	6.2	14.8	37.2	76.8	8.6%

Fuente: OLADE, YPFB

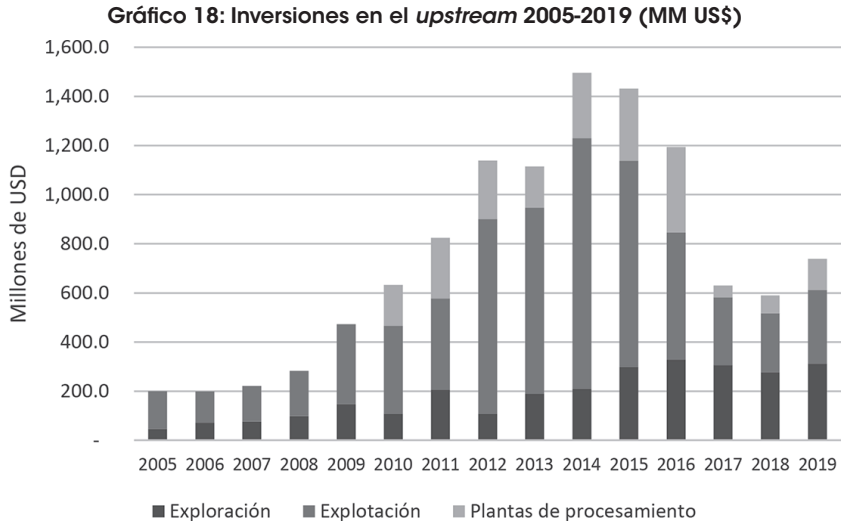
(*) Elaboración propia

5.4. Inversiones en exploración y en explotación

La inversión en el sector comenzó a disminuir a partir del año 2015, sobre todo aquella destinada a la explotación de los campos productores (ver Gráfico 17). La inversión en el *upstream* del sector hidrocarburos se destinó, en gran proporción, a la explotación de los campos descubiertos antes del año 2005, así como también las plantas de separación necesarias (ver Gráfico 18). Ello permitió que la producción tenga un crecimiento importante hasta el año 2014; sin embargo, a partir de ese año se observa una tendencia decreciente, debido a la poca inversión en exploración, que no permitió incrementar las reservas de gas natural. Las políticas públicas de este período privilegiaron la sobreexplotación de los campos descubiertos en el pasado, para así incrementar la recaudación por regalías e impuestos, descuidando una reposición de reservas que hubiera permitido, a Bolivia, enfrentar en mejor posición los desafíos de la década de los veintes.



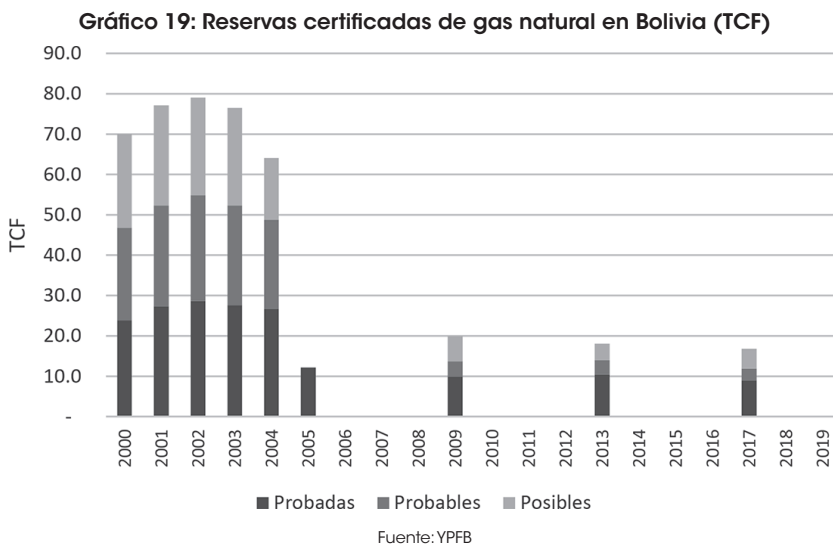
Respecto a la composición público-privada, su seguimiento es muchas veces elusivo debido a que el Estado tiene participación en algunos campos que, a su vez, son operados desde una perspectiva privada. En este sentido, se tienen tres modalidades: 1) inversiones realizadas por YPFB sin la participación del sector privado; 2) inversiones realizadas (y administradas) por los operadores privados donde YPFB tiene participación accionaria y; 3) inversiones realizadas por el sector privado únicamente. La inversión en exploración fue realizada mayormente bajo la modalidad 2, con una pequeña participación de YPFB, casa matriz, en algunos campos; la inversión en explotación fue realizada casi en su totalidad por las modalidades 2 y 3; respecto a la inversión en plantas de separación, fue realizada tanto por el sector privado como por el estatal. En el resto de la cadena de valor, las inversiones son realizadas por YPFB, con una pequeña participación del sector privado, en refinerías de menor escala y distribución de carburantes líquidos.



5.5. Evolución de las reservas

Como se observa en el Gráfico 19, desde el año 2006 solo se tienen tres certificaciones oficiales, y todas con marcada tendencia hacia la baja⁴¹. Ello soporta la afirmación antes señalada de que la política de hidrocarburos boliviana estuvo concentrada en la apropiación de las rentas generadas por campos (y mercados) descubiertos antes del año 2005; en cambio, se descuidaron aquéllas necesarias para lograr una reposición de reservas, incremento de la capacidad productiva y consolidación de los actuales y nuevos mercados para el gas natural boliviano.

⁴¹ En anexo se detallan las cifras presentadas.



6. Prospectiva

En esta sección se presenta un análisis de prospectiva para el caso del gas natural, tomando en cuenta los actuales proyectos en carpeta, la curva de declinación de los campos productores y la demanda potencial, bajo el actual marco normativo e institucional aplicado al sector hidrocarburos en Bolivia⁴².

Utilizando la información de las reservas probadas, probables y los nuevos proyectos en el sector hidrocarburos, Bolivia podría sostener un nivel de producción igual o mayor a 50 MM mcd hasta el año 2028; luego se activa una declinación natural de los campos (ver Gráfico 20).

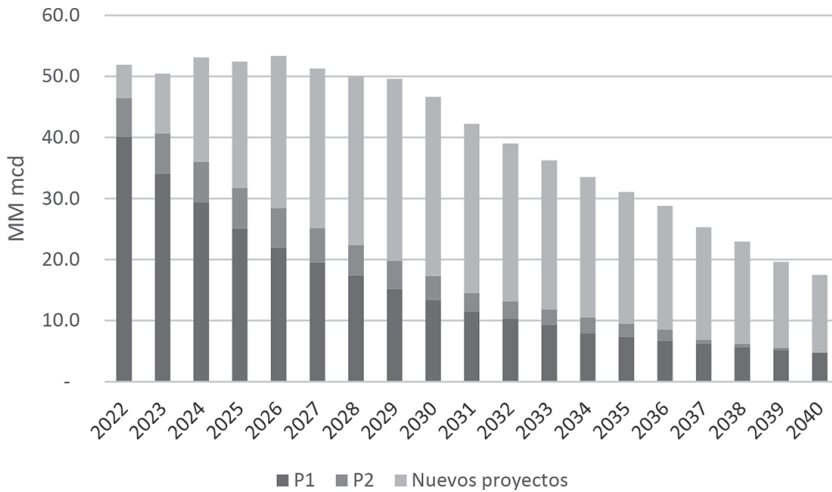
El orden de abastecimiento actual de los mercados bolivianos es, primero el mercado interno, luego el más antiguo que es Brasil y finalmente Argentina⁴³. En este sentido, la demanda compatible con la capacidad productiva señalada previamente se presenta en el Gráfico 21. Es evidente que existe gas natural para abastecer el mercado interno, sin embargo, las posibilidades de exportar este producto cada vez serán menores. Ello cobra importancia

42 La fuente de esta información es YPFB.

43 Resolución ministerial 255/2006, del Ministerio de Hidrocarburos.

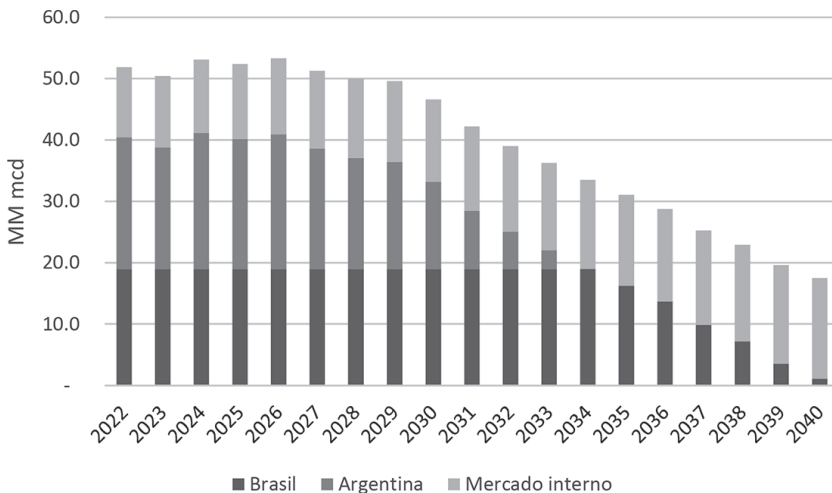
porque el mercado interno no es atractivo para el inversionista privado, ya que los precios de venta se encuentran subsidiados; en este sentido, si el mercado externo comienza a desaparecer, las necesidades para levantar el subsidio serán cada vez mayores.

Gráfico 20: Proyección de gas natural en Bolivia (MM mcd)



Fuente: YPFB

Gráfico 21: Proyección de la demanda de gas natural en Bolivia (MM mcd)



Fuente: YPFB

7. Perspectivas y evaluación de los principales desafíos de las políticas hidrocarburíferas implementadas

En esta sección se desarrollan algunas propuestas de política pública que podrían colaborar a mejorar el desempeño del sector hidrocarburos en Bolivia. En particular, se pone especial énfasis en el desempeño de YPFB y cómo esta empresa estatal podría tener metas de mediano y largo plazo tendientes a su mejora constante. Ello parte del supuesto de que dicha empresa estatal mantendrá su presencia en el futuro, y que es muy difícil lograr un proceso de privatización como en el pasado⁴⁴.

7.1. YPFB

En un estudio realizado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) (Medinaceli, 2009), se identifican algunas buenas prácticas de las empresas estatales de hidrocarburos en América Latina y El Caribe. A continuación, se presentan algunos de los resultados más importantes.

¿Por qué un Estado debería proveer un bien o servicio y no la empresa privada? La literatura económica tiene amplias y variadas respuestas. A continuación, se presentará el resumen realizado por Chang (2007):

1. Monopolios naturales; es preferible tener uno público que uno privado, aun cuando este último esté correctamente regulado.
2. Fallas en el mercado de capitales; el sector privado no invertiría en industrias de alto riesgo y/o proyectos de larga gestación. Por ello, la intervención estatal es deseable.
3. Externalidades; el sector privado no desea invertir en actividades que pueden beneficiar a otras industrias sin recibir una remuneración a cambio.
4. Equidad; las empresas que sólo buscan maximizar sus beneficios podrían no querer ofrecer sus servicios/productos a personas pobres o que viven en zonas alejadas.

De acuerdo con el autor, todos estos objetivos podrían ser alcanzados por el sector privado, sin embargo, ello requeriría el diseño, implementación y administración de contratos

⁴⁴ Esta discusión tiene su origen en Medinaceli (2014).

completos, a un costo no despreciable. Salehi y Toossi (2002) encuentran, tanto a nivel teórico como empírico, que una empresa estatal genera un equilibrio estable cuando: a) el costo de la ineficiencia por mayor empleo es bajo; b) el costo del compromiso con el sector privado, por mantener las reglas del juego estables, es alto y; c) la presión política por empleos es alta.

El resumen realizado por Medinaceli (2009) concluye que existen factores externos e internos (desde un punto de vista teórico) que pueden mejorar el desempeño de una empresa estatal, los mismos que se detallan a continuación:

Factores internos

- No parece equivocado que una empresa estatal tenga múltiples objetivos, pero si la priorización de ellos es confusa, entonces el manejo empresarial se hace difícil; por ello, es necesario tener claro el objetivo central de la empresa. Muchas veces en el sector hidrocarburos, el objetivo central es el abastecimiento de gas y derivados del petróleo, asociado a un presupuesto equilibrado.
- Los indicadores usuales de desempeño empresarial (elevados beneficios, por ejemplo) no debieran ser las únicas medidas tomadas en cuenta, toda vez que las empresas estatales deben alcanzar objetivos de equidad. Por ejemplo, fijar metas de producción doméstica y ampliar mercados internacionales para ésta, podría colaborar mucho en el seguimiento de dicho desempeño.
- Un sistema que separe a la empresa de la injerencia estatal es positivo para el desempeño de una empresa pública. Por otra parte, un sistema de premios y castigos para evaluar el desempeño de los gerentes crea los incentivos necesarios para mejorar la eficiencia de la empresa. Finalmente, una de las formas más efectivas para mejorar el desempeño de una empresa es introducir representantes del sector privado dentro de ésta.
- El desempeño de una empresa estatal mejora mucho cuando el Estado no cubre las deudas no pagadas por dicha empresa; de esta forma, se induce a cierta disciplina financiera.
- Una política necesaria, pero no suficiente, para impedir la injerencia político-partidaria es la corporativización de la empresa estatal. De hecho, amplia literatura menciona que

éste debiera ser el primer paso para mejorar la eficiencia de la empresa. A continuación, se resumirán algunos elementos centrales del proceso de corporativización⁴⁵.

La mayoría de las reformas de las empresas públicas tienen como objetivo alguna forma de mejora de las operaciones y/o resultados. La reestructuración implica una reestructuración o cambio en la estructura básica de uno o más elementos comerciales –corporativo, organizacional, financiero, legal– y, como tal, la reestructuración puede considerarse un componente de una iniciativa de reforma general.

La corporativización es el proceso de transformación de activos estatales, agencias gubernamentales u organizaciones municipales en corporaciones. Se refiere a una reestructuración de organismos gubernamentales y públicos en personas jurídicas con participación accionaria, con el fin de introducir técnicas de gestión empresarial y comercial en su administración. El resultado de la corporativización es la creación de corporaciones de propiedad estatal, en las que el Gobierno retiene una propiedad mayoritaria de las acciones de la corporación.

Para ser eficaz, una reestructuración legal (corporativización), sin las consiguientes reformas comerciales que sustentan el cambio exitoso, tendrá poco impacto general en el negocio. El principio rector de la corporativización es la intención de aprovechar las ventajas de una empresa privada, incluidas la eficiencia, la productividad y la sostenibilidad financiera, al tiempo que se mantiene la responsabilidad del Gobierno. Las características clave de este proceso son:

1. Buen gobierno corporativo:
 - a) Una declaración de política hace transparente la intención del Gobierno de ajustarse a su función específica y delegar responsabilidades al nivel apropiado para el marco de gobernanza. Es deseable la aplicación de un código corporativo efectivo.
 - b) Las relaciones entre los propietarios y la empresa pública pueden establecerse mediante documentos contractuales como una licencia, un acuerdo de desempeño o un acuerdo de accionistas. Dichos documentos pueden ayudar a establecer los canales de rendición de cuentas y el grado de autonomía.
 - c) Se designa una junta para garantizar el valor a largo plazo y la sostenibilidad de la empresa. Para ser más eficaces, los miembros de la junta deben estar calificados

45 La base de esta discusión se encuentra en Unicon (2015).

- y representar una toma de decisiones independiente. Son posibles diferentes estructuras de la junta con diferentes grados de independencia.
- d) Crear un sistema de incentivos al personal para respaldar los objetivos corporativos, alineados con la política del sector, que estén integrados en una estructura confiable de pago basada en el desempeño.
2. Prácticas modernas de gestión financiera y contabilidad:
- a) La empresa identifica los ingresos de los clientes generados a través de los servicios básicos como una fuente clave de financiación (en lugar de, por ejemplo, transferencias gubernamentales), y trata a los consumidores y las cuentas de los clientes en consecuencia.
 - b) Se establece un mecanismo transparente y equitativo para la fijación de tarifas/precios, apropiado para los planes generales de negocios, inversión y financiamiento.
 - c) Los controles financieros se establecen y administran a través de la junta y procesos de auditoría externos independientes.
 - d) Suministro de información financiera disponible públicamente que cumpla con los estándares internacionales.
 - e) Evaluación del negocio de manera similar a como se evaluaría una entidad de propiedad privada.
 - f) Nuevos proyectos e inversiones sujetos a proceso transparente, probidad y evaluación comercial.
 - g) Actividad no comercial debidamente identificada, gestionada y financiada.
3. Orientación al cliente
- a) Desarrollar contratos formales con los clientes o declaraciones de obligaciones de servicio.
 - b) Desarrollar técnicas y mecanismos para fomentar y facilitar el pago de facturas y el acercamiento a los clientes.
 - c) La satisfacción del cliente se mide y evalúa. La satisfacción se considera importante para mantener un flujo de ingresos positivo, incluso cuando existe una competencia limitada.

4. Uso efectivo y transparente de datos para evaluar y monitorear el desempeño
 - a) Publicaciones útiles para establecer y medir el logro frente a los objetivos del Gobierno; establece la credibilidad, la confianza y la responsabilidad públicas.
 - b) Introducción de regímenes de presentación de informes que requieren la divulgación en el dominio público.
 - c) Medición de indicadores financieros y no financieros y comparación con otras empresas y *benchmarks* de la industria.

En última instancia, se trata de que el Gobierno responda a las preguntas: “¿Qué debe poseer el gobierno y por qué?”. Algunas de las cuestiones que deberían conducir a una política sobre propiedad empresarial son:

1. Capacidad del sector privado para administrar negocios.
2. El principio de propiedad estatal se relaciona principalmente con cuestiones de importancia estratégica y de seguridad nacional o social, en lo que se confía al sector privado o en las ocasiones en las que se prefiere un monopolio gubernamental al monopolio del sector privado.
3. Si el entorno propicio para la industria es débil, entonces es necesaria una mayor intervención del Gobierno a través de mecanismos regulatorios, incluso a través de contratos.
4. Capacidad interna del Gobierno para administrar y monitorear a las empresas estatales en el desempeño y la prestación de servicios a través de medios legales –fuerza de la legislación– y medios operativos –habilidades y capacidad de los departamentos de monitoreo.

Comprensión de qué obligaciones sociales son y deberían asignarse a las empresas públicas y cuáles son los costos, las implicaciones y los requisitos de desempeño.

Factores externos

- Incrementar la competencia; evidentemente, esta medida no puede implementarse de la forma usual, en el caso de los monopolios naturales; sin embargo, sí es posible en aquellos sectores donde interviene el sector privado, por ejemplo, en el mercado de estaciones de servicio o, cuando el tamaño de la demanda lo permita, en la refinación del petróleo.

- Muchas veces el Gobierno utiliza a las empresas estatales para solucionar problemas que, en principio, no son de dicha empresa estatal. En este sentido, diseñar otro tipo de soluciones a estos problemas, podría ayudar a disminuir el presupuesto de la empresa estatal.
- El Gobierno central puede mejorar el desempeño de la empresa estatal diseñando un marco legal en el que: a) permita que parte de las acciones puedan venderse al sector privado; b) aplicar restricciones presupuestarias; c) evitar métodos complejos de monitoreo y; d) establecer criterios empresariales internacionalmente aceptados.

También en Medinaceli (2009) se realizan estudios de caso que describen aquellas medidas exitosas realizadas por empresas estatales en América del Sur. Ellas se describen a continuación:

- Existen ejemplos donde la empresa otorga bonos al cumplimiento de metas cualitativas y cuantitativas; así como también la estabilidad laboral genera el ambiente adecuado para que los trabajadores realicen un mejor trabajo y los planes de mediano y largo plazo se ejecuten.
- En países importadores netos de petróleo, la empresa estatal generalmente se dedica a la refinación y distribución de los derivados del petróleo. Por ello, cuando la coyuntura de precios es creciente, es positivo mantener una fluida comunicación entre el poder ejecutivo, el organismo regulador de precios y la empresa estatal. De esta forma, el ajuste en los precios internos de los derivados no daña ni a las finanzas de la empresa ni a la recaudación fiscal.
- En países como Brasil, los planes de expansión e inversión de mediano y largo plazo son aprobados de manera conjunta con los ministerios correspondientes, en particular de hacienda, pero existe bastante flexibilidad al momento de ejecutar los planes anuales. Algunas empresas tienen completa independencia para diseñar éstos; en algunos casos, la participación del Gobierno en el diseño e implementación de los proyectos es como socio.
- El apoyo de los trabajadores en reformas efectuadas a empresas estatales parece relevante en el éxito de dicha reforma; aparentemente este éxito se debió a que fueron los trabajadores mismos los que impulsaron la reforma.

- El objetivo central para que una empresa estatal posea un paquete accionario es otorgar mayor flexibilidad en el manejo gerencial de la empresa. Por ello, no ayuda poseer dicho paquete accionario y, por otro lado, tener un conjunto de normas legales que son contrarias a otorgar mayor flexibilidad a la empresa.
- Las empresas estatales que realizaron reformas también gestionaron cambios en la normativa legal, de tal forma que los procesos administrativos y operativos inherentes a la actividad petrolera, se desliguen de los usualmente observados en el sector público. Así se crean normas particulares aplicadas sólo a la empresa estatal del sector hidrocarburos.

7.2. Sistema tributario

Quizás uno de los problemas centrales del sistema tributario aplicado al sector hidrocarburífero en Bolivia es su regresividad respecto a la dimensión y economía de los campos. En efecto, actualmente toda la producción en Bolivia es sujeto de tributos “ciegos” equivalentes al 50% del total producido⁴⁶, y a ello se añade la participación adicional resultante de la “nacionalización”, que se sitúa entre el 1 y el 15% del valor en boca de pozo. Si bien los megacampos situados al sur de Bolivia podían, con los precios de exportación previos al año 2015, soportar esta carga tributaria; existen prospectos, no de tanta envergadura, que con tributos equivalentes al 50% de sus ingresos brutos no permiten una tasa de retorno razonable, aun cuando sea YPFB quien controle éstos.

De acuerdo con el BID (2020), Bolivia tiene una de las más altas participaciones del Estado⁴⁷ de América Latina y el Caribe. De forma específica, sobre el país se menciona lo siguiente:

Debido a la estructura agresiva y de mano dura del régimen fiscal boliviano, que se basa fuertemente en los ingresos brutos más que en las ganancias, el Gobierno captura el 90% o más de cualquier ganancia generada por los yacimientos que ingresan en la etapa de desarrollo. Sin embargo, es esa posibilidad de obtener un GT (*Government Take*) alto la que también tiene el potencial de extinguir las inversiones arriesgadas en exploración.

46 Este 50% está compuesto por: 11% para el departamento productor, 1% para Beni y Pando, 6% para el TGN y 32% por concepto del Impuesto Directo a los Hidrocarburos.

47 Usualmente llamada “*Government Take*”.

En este sentido, es necesario crear un sistema tributario progresivo que grave a cada campo según: 1) el nivel de producción; 2) el nivel de reservas; 3) el mercado destino y; 4) los precios de venta en boca de pozo. Una buena aproximación a ello puede encontrarse en los contratos de exploración y explotación firmados entre el Estado boliviano y las operadoras privadas a raíz del proceso de “nacionalización”, donde se observa que la participación de YPFB está en función de la recuperación de inversiones por parte de las contratistas, y dicha participación consiste en una alícuota porcentual sobre el beneficio financiero del campo.

7.3. Adjudicación de áreas

Un aspecto central en la administración de áreas de interés hidrocarburífero de un país es la forma cómo éstas se adjudican, ya sea a la empresa pública o a la privada. Lo deseable es que se adjudique la empresa más eficiente, entendiendo esta “eficiencia” en un sentido amplio que abarque consideraciones como: 1) menores costos de operación y capital; 2) explotación racional y prudente del campo y; 3) amplia posibilidad para abrir mercados.

Las buenas prácticas en países productores de petróleo y/o gas natural en América Latina y El Caribe, generaron dos tipos de políticas: 1) procesos de licitación pública e internacional para adjudicar los bloques de interés hidrocarburífero y; 2) la separación de funciones por parte del Estado, creando una institución administradora de contratos separada de la empresa estatal, generalmente, operadora de algunos campos petroleros y/o gasíferos.

Respecto al primer punto, procesos de licitación pública, se observa que con este mecanismo el país genera espacios de transparencia en la adjudicación de bloques y, en general, son las empresas más eficientes aquellas que terminan explorando y explotando estas áreas. Ciertamente, cada país posee distintos criterios de clasificación de las propuestas; entre las más usuales se encuentran: 1) nivel de inversión propuesto; 2) mayores tributos a los establecidos por ley; 3) operaciones adicionales en el campo y; 4) contratación de mano de obra local. También se observa que no necesariamente, con este tipo de mecanismos, la empresa estatal termina no explorando y explotando las áreas, dado que, en muchas oportunidades, Petrobras S.A., por ejemplo, es socia de las empresas privadas internacionales dado el conocimiento geológico del país receptor del capital internacional, en este caso, Brasil.

El segundo punto, la separación de funciones en las instituciones estatales, resulta prioritario para atraer inversión al sector. Típicamente, las empresas estatales tienden a cumplir dos funciones: 1) operadores de campos y; 2) administradores de contratos, resultando “juez y parte” en varias oportunidades. Por ejemplo, si la empresa estatal no cumple con las disposiciones legales establecidas, y por ello, debe regresar el área al Estado, entonces, cuando las funciones no están separadas, se llega a la situación en la que la empresa estatal regresa el área a la propia empresa estatal, ya que también actúa como administradora de contratos. Por esta razón, países como Brasil, Colombia y Perú, entre otros, decidieron crear una institución estatal, independiente de la empresa pública. Esta nueva institución es la encargada de licitar áreas y firmar y administrar los contratos de exploración y explotación, bajo el entendido de que no necesariamente lo mejor para la empresa estatal es lo mejor para el Estado.

7.4. Marco legal

Usualmente, las reglas de juego, o lo que Acemoglu y Robinson (2012) denominan “las instituciones” de un país, se reflejan en la normativa legal vigente para una determinada actividad económica, el sector hidrocarburos, por ejemplo. Por esta razón, el definir y aclarar el actual marco legal aplicado al sector pasa por reglamentar adecuadamente aquellos artículos establecidos en la nueva Constitución Política del Estado (CPE), ya que muchas de las nuevas disposiciones no son compatibles con las leyes y decretos supremos vigentes a la fecha; en particular, es necesario definir y aclarar los siguientes puntos:

- La tipología de contratos de exploración y explotación definida en la CPE dista de aquella definida en la actual Ley de Hidrocarburos 3058.
- La nueva CPE sólo asegura la vigencia de las regalías departamentales aplicadas al sector; ello abre una ventana de oportunidades para crear un sistema impositivo progresivo y adecuado con los operadores públicos y privados.
- La relación con el medio ambiente y las comunidades indígenas establecida en la nueva CPE necesita ser reglamentada, así se definen los límites y obligaciones de las empresas operadoras de los campos de gas natural y petróleo.
- Es necesario reglamentar la forma cómo se incentivarán los proyectos de industrialización del gas natural, dado que no todos los que dicen serlo tienen un beneficio social positivo;

en este sentido, crear un mecanismo que evalúe costos y beneficios de estos proyectos es absolutamente necesario, caso contrario, existe el riesgo de financiar proyectos que típicamente son “llave en mano” y no poseen un análisis financiero adecuado en función a los requerimientos del mercado.

Por otra parte, la ley de hidrocarburos vigente fue aprobada el año 2005 y tuvo, entre sus objetivos centrales, la creación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) y su coparticipación en varios niveles del Estado⁴⁸. Con relación a otros aspectos de la cadena de valor de los hidrocarburos (contratos, precios, etc.) esta ley definió también las líneas de acción a seguir.

No obstante, durante el período 2005-2020 no fue únicamente esta disposición legal la que marcó el ritmo legal del sector. Desde la aprobación de la nueva Constitución Política del Estado (CPE), pasando por otras leyes –como la ley de incentivos–, decretos supremos –como el denominado “Héroes del Chaco”– hasta resoluciones ministeriales –como la que determina la asignación de la producción de gas natural a los mercados de exportación– no existe un único cuerpo legal vigente en el país.

La superposición de normas y la existencia de contradicciones entre ellas, y un escenario distinto a nivel nacional e internacional que demanda nuevas políticas hidrocarburíferas, sugieren que sea necesaria la aprobación de una nueva ley de hidrocarburos que se convierta en el criterio ordenador en el marco legal aplicado a este sector.

7.5. Precios en el mercado interno

Otro tema central en materia de política energética interna es la metodología para fijar los precios internos de los principales derivados del petróleo, gasolina, diésel oíl y GLP. La razón es clara: en la medida que los precios domésticos reflejen su “oportunidad internacional”⁴⁹, el abastecimiento del mercado interno será realizado con bastante holgura; por el contrario,

48 Ver Medinaceli (2007a).

49 En los países productores esto se alcanza a través del “precio paridad de exportación” y en los importadores, a través del “precio paridad de importación”. Bajo el primer concepto, al precio de referencia internacional se restan los costos de transporte y comercialización; en el segundo, a dicho precio internacional se añaden los costos de transporte y comercialización.

países (usualmente productores) que no ajustaron su precio interno a criterios internacionales tuvieron problemas de abastecimiento⁵⁰.

Un problema importante con el manejo de los precios domésticos de los principales derivados del petróleo radica en que es un sólo instrumento para varios objetivos. Usualmente, las economías latinoamericanas utilizaron este precio con varios objetivos:⁵¹ 1) fiscales, dado que a través de él se aplican impuestos al consumo de estos productos; 2) sociales, ya que mantener los precios bajos “ayuda” a las familias pobres y; 3) de política energética, dado que precios que reflejen el costo económico⁵² de producción, generalmente, incentivan la inversión pública y privada. Cuando el número de objetivos es mayor al número de instrumentos (en este caso, tres objetivos y un solo instrumento) lo que hace la política pública es priorizar uno de dichos objetivos y relajar el resto.

¿Cuáles son ejemplos exitosos en el manejo de precios? La idea central es alcanzar los tres objetivos con, al menos, tres instrumentos. Por ejemplo, en países como Brasil⁵³, Irán⁵⁴ y El Salvador⁵⁵ se ajustan los precios domésticos en función a su referencia internacional, pero, al mismo tiempo, el Estado otorga una compensación, usualmente en dinero, a las familias más pobres de la sociedad. Es decir, focaliza el subsidio (que necesariamente es menor a una situación en la que se entrega el subsidio a todos los consumidores) y permite que los precios sean atractivos para la empresa pública y/o privada, asegurando, de alguna manera, el abastecimiento del mercado.

El *netback*⁵⁶ de los precios del gas natural y petróleo comercializados en el mercado interno se presenta en el Cuadro 3. La información de precios de venta fue obtenida de YPF, las

50 Ello se hizo latente en los últimos 15 años, porque los precios nacionales no se incrementaron a la par de los precios internacionales, originando desabastecimiento porque: 1) la demanda interna y externa (en la forma de “contrabando” de derivados del petróleo) se incrementó notablemente; 2) dado que los precios se mantuvieron “congelados”, la inversión doméstica para acompañar el crecimiento en la demanda fue, por decir lo menos, muy baja y; 3) los precios bajos de los principales derivados del petróleo incentivaron a la migración de otras fuentes de energía, por ejemplo, en Ecuador varias residencias utilizan GLP para calentar el agua de las piscinas que poseen.

51 Ver Medinaceli (2010c).

52 El costo económico incluye el costo de producción contable y una ganancia razonable para el inversionista (que incluye el costo de oportunidad).

53 Ver Medinaceli (2010c).

54 Ver Guillaume *et al.* (2011).

55 <https://www.bcr.gov.sv/bcrsite/uploaded/content/category/286862053.pdf>

56 *Netback* es un término utilizado para señalar la metodología a través de la cual se deduce el precio o los márgenes del productor a partir de los precios de venta.

tarifas de transporte de la ANH, los costos de operación y capital se deducen de la información publicada por YPF (2020)⁵⁷ y cuyo resumen se encuentra en el Gráfico 22. El margen neto para el productor que vende gas natural a la generación de energía eléctrica, redes de distribución y plantas de separación⁵⁸ es negativo, debido a dos razones: 1) bajos precios de venta (subsidiados) y; 2) regalías e impuestos a la producción elevados. En el caso del petróleo, no se dispone de información para los gastos de operación y amortización de las inversiones; sin embargo, en campos únicamente de petróleo⁵⁹ estos costos e inversiones pueden llegar a los 12 US\$ por barril o más (BID, 2020), por tanto, igual implica un margen neto negativo.

Cuadro 3
Netback de precios del gas natural y petróleo en el mercado interno, 2019

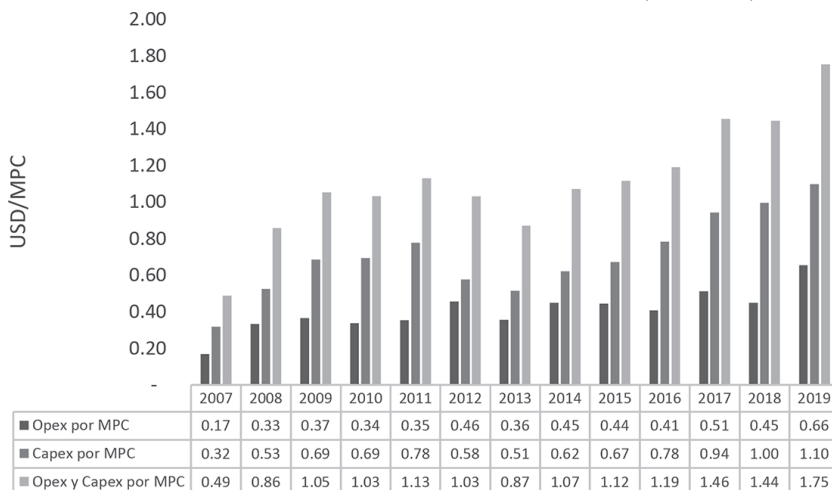
Concepto	Gas natural mercado interno (US\$/MPC)			Petróleo mercado interno (US\$/barril)
	Electricidad	Redes de distribución	PSLRG - PSLCV	
Precio de venta	1.30	0.98	1.31	27.11
Tarifa de transporte	-0.41	-0.41	-0.41	-2.48
Precio en boca de pozo	0.89	0.57	0.90	24.63
Regalías y participaciones (18%)	-0.16	-0.10	-0.16	-4.43
IDH (32%)	-0.28	-0.18	-0.29	-7.88
Margen bruto	0.45	0.29	0.45	12.32
Opex	-0.66	-0.66	-0.66	N.D.
Amortización inversiones	-1.10	-1.10	-1.10	N.D.
Margen disponible	-1.31	-1.47	-1.30	N.D.
Nacionalización (x%)	0.00	0.00	0.00	N.D.
Margen neto	-1.31	-1.47	-1.30	N.D.

Fuente: YPF, ANH

57 Para el detalle de los cálculos, ver el anexo.

58 Este precio aplica también a la planta de urea y amoniaco.

59 Que no están asociados a la producción de gas natural.

Gráfico 22: Costos recuperables reportados a YPFB (US\$/MPC)

Fuente: YPFB

Las ventas de gas natural y petróleo en el mercado interno no resultan en un margen neto negativo, ni para los operadores privados ni para YPFB. Surge entonces la hipótesis de que su operación durante los últimos años se hizo viable debido al subsidio cruzado que recibe esta venta por la exportación de gas natural. Tanto los operadores privados como YPFB pudieron abastecer el mercado interno, porque los márgenes obtenidos en la exportación subsidiaron las pérdidas por la venta doméstica. Por ello, la pérdida o disminución de los mercados de exportación generará más presión para eliminar gradualmente el subsidio a los precios del gas natural y petróleo que abastecen el consumo interno.

8. Brasil y Argentina

El mercado de gas natural en los dos principales destinos de exportación bolivianos, Argentina y Brasil, cambió significativamente en los últimos 30 años, en particular en el caso del mercado brasilero. En esta sección se realiza un repaso rápido de ambos mercados, utilizando para ello la información inserta en las matrices de energía de cada país, publicadas por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Argentina tiene uno de los mercados de gas natural más evolucionados de Latinoamérica y el Caribe. Esta fuente de generación de energía es utilizada en varios sectores de su economía, así como también el sector residencial⁶⁰; de acuerdo con el Cuadro 4, ya desde el año 1989 el gas natural tenía varios usos. Se advierte también que el nivel de producción de ese país era suficiente para abastecer el mercado interno con pequeñas necesidades de compra desde Bolivia; de hecho, el año 1999 la importación desde Bolivia disminuye y se generan excedentes de exportación que fueron enviados a Chile. Se puede afirmar, entonces, que, finalizando el siglo pasado, Argentina parecía tener bastante holgura en términos de aprovisionamiento de gas natural; sin embargo, lo que vino posteriormente fue distinto.

Problemas con la capacidad de producción obligaron al país a detener la exportación de gas hacia Chile, y luego incrementar la importación de este producto, primero desde Bolivia luego a través de proyectos de GNL. Adicionalmente, se resolvió promover la producción doméstica a través de la promoción de la inversión de campos no convencionales⁶¹; entre ellos, el de más notoriedad se denomina Vaca Muerta. Lo cierto es que se tuvo bastante éxito y hoy en día el país tiene una de las reservas de *shale gas* más grandes del mundo, pero cuya explotación parece no terminar de consolidarse, razón por la cual aún continúan las importaciones desde Bolivia y a través de proyectos de GNL.

¿Cómo influye todo este desempeño de Bolivia? Actualmente la posición negociadora de Bolivia frente a Argentina se encuentra más débil que hace 20 años atrás; las razones son: 1) el descubrimiento de Vaca Muerta permite que Argentina tenga mayor grado de libertad para abastecer su mercado interno; 2) la posibilidad de comprar GNL, a través de las plantas de regasificación ya instaladas, introduce un nivel de competencia que el gas natural boliviano no lo tenía antes y; 3) la firma de la última adenda al contrato, en la cual se bajan los volúmenes que Bolivia debe enviar en el marco del contrato, restó terreno a la producción boliviana y, por tanto, cualquier posibilidad de venta futura.

60 Usualmente, el sector residencial es uno de los últimos en ser abastecidos, debido a que los costos de provisión unitarios son los mayores del sistema.

61 Utilizando la técnica de *tracking* se obtiene el llamado *shale gas*.

Cuadro 4
Fuentes y usos del gas natural, Argentina (TBTU)

Concepto	1989	1999	2009	2019	Crecimiento anual 2009/2019
Producción	820.8	1,259.8	1,697.0	1,725.7	0.2%
Importación	79.1	13.9	81.8	226.8	10.7%
Bolivia (*)	78.1	13.9	60.1	180.0	11.6%
Otros (*)	1.0	-	21.7	46.8	8.0%
Exportación	-	111.9	30.2	9.2	-11.2%
Variación de inventarios	-	-	-1.2	0.7	
No aprovechado	94.2	28.9	41.8	15.1	-9.6%
Oferta total	805.7	1,132.9	1,705.5	1,928.9	1.2%
Centrales eléctricas	224.2	353.8	411.2	499.1	2.0%
Autoproductores	29.7	60.7	73.3	96.3	2.8%
Centros de gas	57.9	79.6	186.1	185.5	-0.0%
Otros centros	-	-	-	-	
Total transformación	311.9	494.2	670.5	780.9	1.5%
Consumo propio	104.6	111.3	215.2	204.2	-0.5%
Pérdidas	14.4	8.5	98.1	169.0	5.6%
Ajuste	0.1	-33.6	7.2	-0.0	
Transporte	4.5	49.8	87.0	81.4	-0.7%
Industrial	168.3	202.7	269.9	307.9	1.3%
Residencial	126.5	228.6	302.0	337.4	1.1%
Comercial, servicios, público	69.6	62.9	55.5	48.1	-1.4%
Agro, pesca y minería	-	-	-	-	
Consumo energético	369.0	543.9	714.4	774.7	0.8%
Consumo no energético	5.8	8.6	-	-	
Consumo final	374.8	552.5	714.4	774.7	0.8%

Fuente: OLADE, YPFB

(*) Elaboración propia

El desarrollo del mercado de gas natural en Brasil durante los últimos 30 años fue muy agresivo. Como se aprecia en el Cuadro 5, el año 1989 la producción era pequeña, los usos más importantes eran en los centros de gas, el sector industrial y muy poco en generación eléctrica; de hecho, el consumo total apenas sobrepasaba el equivalente a 10 MM de mcd de gas natural, volumen que, para un país con la población de Brasil, es muy pequeño.

Uno de los compromisos que asumió Brasil al momento de la firma del contrato de compraventa de gas natural con Bolivia, fue impulsar el consumo de este producto en el mercado

interno, en particular, aquél destinado a la generación de energía eléctrica y el destinado para el sector industrial. El Cuadro 5 muestra que ambas metas se cumplieron a cabalidad. Durante los primeros diez años del contrato Bolivia-Brasil, las necesidades adicionales de gas natural por parte de Brasil no eran sustantivas; sin embargo, ya en la segunda parte del contrato Brasil advierte que quizás Bolivia no podría incrementar la capacidad de producción⁶² o, aún más riesgoso, que no podría cumplir los volúmenes acordados contractualmente. Anticipando ello, se aprobó la construcción e instalación de plantas de regasificación en el país, para diversificar la oferta externa y, de forma paralela, se potenció aún más la producción doméstica a través de la exploración exitosa del llamado Pre-Sal, que hoy en día es uno de los campos de gas natural “aguas afuera” más grandes del mundo.

Cuadro 5
Fuentes y usos del gas natural, Brasil (TBTU)

Concepto	1989	1999	2009	2019	Crecimiento anual 2009/2019
Producción	215.7	371.5	674.3	1,144.8	5.4%
Importación	-	13.5	292.4	342.6	1.6%
Bolivia (*)	-	13.5	288.5	217.7	-2.8%
Otros (*)	-	-	3.9	125.0	41.5%
Exportación	-	-	-	-	
Variación de inventarios	-	-	-56.7	-	
No aprovechado	35.9	86.8	119.6	61.4	-6.5%
Oferta total	179.8	298.2	790.3	1,426.0	6.1%
Centrales eléctricas	2.9	4.3	62.5	372.7	19.6%
Autoprodutores	-	18.4	41.6	117.1	10.9%
Centros de gas	40.0	53.8	62.6	108.8	5.7%
Otros centros	5.2	2.1	-	106.7	
Total transformación	48.1	78.6	166.6	705.3	15.5%
Consumo propio	35.5	59.2	198.3	262.0	2.8%
Pérdidas	-	4.6	4.8	15.9	12.6%
Ajuste	1.9	-0.2	11.0	-0.9	
Transporte	0.1	5.4	73.6	79.8	0.8%
Industrial	46.9	118.9	281.3	317.3	1.2%
Residencial	0.1	2.7	9.4	16.2	5.6%
Comercial, servicios, público	0.0	1.9	9.9	5.8	-5.1%

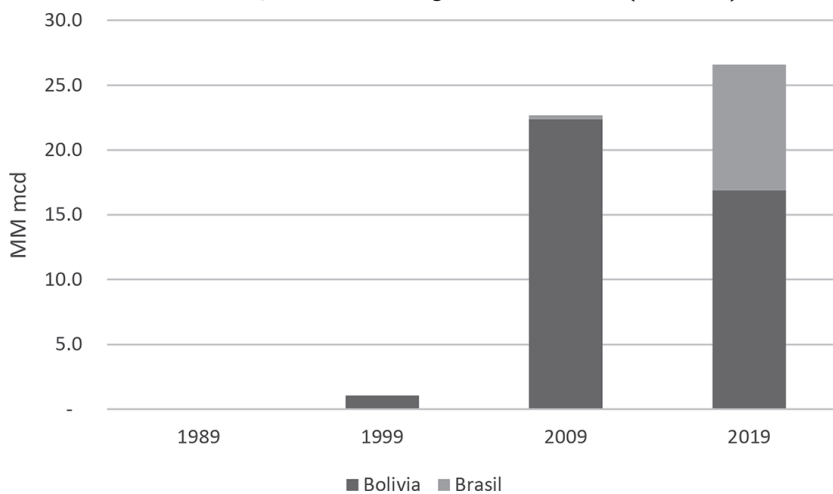
62 En su momento se planteó la idea de construir *loops* al gasoducto, para incrementar su capacidad en 20 MM de mcd.

Concepto	1989	1999	2009	2019	Crecimiento anual 2009/2019
Agro, pesca y minería	-	-	6.8	12.3	6.1%
Consumo energético	47.1	128.9	381.0	431.5	1.3%
Consumo no energético	47.1	27.3	28.5	12.3	-8.1%
Consumo final	94.3	156.1	409.5	443.8	0.8%

Fuente: OLADE, YPFB

(*) Elaboración propia

Al igual que con Argentina, actualmente la posición negociadora de Bolivia frente a Brasil se encuentra más débil que hace 20 años atrás; las razones son: 1) el descubrimiento del *Pre-Sal* permite que el país tenga mayor grado de libertad para abastecer su mercado interno; 2) la posibilidad de comprar GNL, a través de las plantas de regasificación ya instaladas, introduce un nivel de competencia que el gas natural boliviano no tenía antes y; 3) la firma de la última adenda al contrato, en la cual se bajan los volúmenes que Bolivia debe enviar en el marco del contrato, restó terreno a la producción boliviana y, por tanto, cualquier posibilidad de venta futura.

Gráfico 23: Importaciones de gas natural, Brasil (MM mcd)

Fuente: OLADE

9. Conclusiones

Las principales conclusiones del presente documento son:

- Además de las razones usuales (mayor inversión, crecimiento económico, empleo, etc.), la urgencia de abrir mercados externos para el gas natural (durante la década de los ochenta) se debió a la necesidad de explotar los líquidos asociados. Las cifras de quema y venteo en la década de los ochenta son muy elevadas (más del 40% del total producido); por ello, los hacedores de política energética del momento vieron la urgencia de consolidar los mercados externos, en cuyo cometido Brasil fue pieza central.
- El proyecto de exportación de gas natural al Brasil es uno de los proyectos nacionales más importantes de los últimos 50 años en Bolivia. En el documento se mostró que la ingeniería político-económico-financiera no fue menor. Sin embargo, los resultados agregados fueron positivos para el país; entre ellos se destacan: 1) la mitad del crecimiento boliviano de los últimos 15 años se explica a través de dicho proyecto; 2) se solucionó el problema de abastecimiento de líquidos; 3) llegaron inversiones al país que permitieron descubrir nuevos campos y así subir las reservas, una clara muestra de lo cual es el campo Margarita-Huacaya en el Bloque Caipipendi; 4) a través de instrumentos fiscales, se logró disminuir la pobreza y los indicadores de desigualdad; 5) se incrementó la inversión y el gasto público; 6) con la aprobación del IDH, las rentas del gas fueron coparticipadas con los gobiernos regionales; 7) permitió la “bolivianización” de la economía; 8) mejoró el saldo de cuenta corriente con Brasil; 8) permitió que varias empresas de servicios petroleros bolivianas puedan trabajar fuera del país y; 9) disminuyó el déficit del sector público no financiero.
- Con la abrupta desaceleración de los precios internacionales del petróleo del año 2015 y su reflejo en los precios de exportación del gas natural boliviano, todas las variables importantes del sector (producción, inversiones, exportaciones, regalías, impuestos y empleo) comenzaron a declinar; lo que tuvo un impacto directo (negativo) sobre la economía boliviana. A ello se suma la aún más profunda caída sufrida el año 2020 debido a la pandemia del COVID-19.

Estos shocks externos en precios develaron la realidad estructural del sector, donde los principales campos productores ya se encuentran en la etapa de declinación y no se tienen (con alta probabilidad) nuevos prospectos que puedan reemplazarlos. Ello llevó, entre

otras cosas, a que el Gobierno boliviano firme dos adendas adicionales a los contratos de exportación con Brasil y Argentina. En ellas, las partes acuerdan disminuir los volúmenes obligatorios de entrega por parte de Bolivia, para evitar posibles multas futuras por incumplimiento de contrato.

- En el documento se listaron algunas medidas que podrían colaborar en la reversión de esta situación: 1) hacer más eficiente a YPFB, en lo posible, a través de un proceso de corporativización; 2) tener un sistema tributario progresivo en función a las condiciones económicas de los prospectos exploratorios; 3) tener un mecanismo abierto y transparente de licitación de áreas de interés hidrocarburífero; 4) ordenar el marco legal vigente, regresando al orden jerárquico usual; lo deseable es aprobar una nueva ley de hidrocarburos y; 5) la eliminación gradual de los subsidios a los precios de los hidrocarburos comercializados en el mercado interno.
- Se advierte que las estructuras de los mercados del gas natural en Brasil y Argentina son muy distintas a las analizadas hace 30 años atrás. Hoy en día ambos países poseen dos instrumentos que debilitan la posición negociadora boliviana: 1) la existencia de grandes yacimientos de gas, tanto en Vaca Muerta como en el Pre-Sal y; 2) el hecho de que ambos países poseen la infraestructura para importar GNL, lo que introduce un competidor serio a la formación de precios de este producto en América del Sur.

Las ventas de gas natural y petróleo en el mercado interno no resultan en un margen neto negativo, ni para los operadores privados ni para YPFB. Surge entonces la hipótesis de que su operación durante los últimos años se hizo viable debido al subsidio cruzado que recibe esta venta por la exportación de gas natural. Tanto los operadores privados como YPFB pudieron abastecer el mercado interno, porque los márgenes obtenidos en la exportación subsidiaron las pérdidas por la venta doméstica. En este sentido, la pérdida o disminución de los mercados de exportación generará más presión para eliminar gradualmente el subsidio a los precios del gas natural y petróleo que abastecen el consumo interno.

Fecha de recepción: 20 de julio de 2021
Fecha de aceptación: 25 de octubre de 2021
Manejado por ABCE/SEBOL/IISEC

Acrónimos

BCM	Billones (10^9) de metros cúbicos (por sus siglas en inglés)
BOGOC	Bolivian Gulf Oil Co.
Bpd	Barriles por día
BTU	<i>British Thermal Unit</i>
ENARSA	Energía Argentina SA
GLP	Gas licuado de petróleo
GSA	<i>Gas Supply Agreement</i>
GNV	Gas natural vehicular
IDH	Impuesto directo a los hidrocarburos
IEHD	Impuesto especial a los hidrocarburos y sus derivados
INE	Instituto Nacional de Estadística de Bolivia
IRUE	Impuesto a la remisión de utilidades al exterior
IUE	Impuesto sobre las utilidades
IVA	Impuesto al valor agregado
IT	Impuesto a las transacciones
GNL	Gas natural liquidificado (por sus siglas en inglés)
M	Mil (10^3)
MC	Metro cúbico
MM	Millón (10^6)
MCD	Metros cúbicos por día
MPC	Miles de pies cúbicos
PC	Pie cúbico
PCD	Pie cúbico por día
PN	Participación nacional
PIB	Producto interno bruto
PSLCV	Planta separadora de líquidos Carlos Villegas
PSRLG	Planta separadora de líquidos de Río Grande
RNC	Regalía nacional complementaria
TBTU	Trillón (10^{12}) de BTU
TCF	Trillón (10^{12}) de pies cúbicos (por sus siglas en inglés)

TGN	Tesoro General de la Nación
TM	Tonelada métrica
UDAPE	Unidad de Análisis de Políticas Económicas y Sociales
WTI	<i>West Texas Intermediate</i> (referencia del precio internacional del petróleo)
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Equivalencias utilizadas

1,000 BTU = 1 MPC

1 MC = 35.3146 PC

1 barril = 158.98 litros

Referencias

1. Acemoglu, D. y Robinson, J. (2012). *Why Nations Fail: The Origins of Power, Prosperity and Poverty*. 1st ed. New York: Crown, 529.
2. Andersen L., Caro J., Faris R. y Medinaceli, M. (2006). Gas Natural and Inequality in Bolivia after Nationalization. *Journal of Energy and Development*, XXXI(2), Spring 2006, ICEED.
3. BID. (2020). *Diseño y desempeño de regímenes fiscales en petróleo, gas y minería en América Latina y el Caribe: revisión sobre prácticas actuales, lecciones aprendidas y mejores prácticas*. Banco Interamericano de Desarrollo.
4. Chang, H. (2007). *State-Owned Enterprise Reform. Policy Notes*. United Nations. Department of Economic and Social Affairs (UNDESA).
5. Guillaume, D., Zyteck, R. y Reza, M. (2011). Iran. The Chronicles of the Subsidy Reform. IMF Working Paper WP/11/167. International Monetary Fund.
6. Del Granado, H., Mokrani, L., Medinaceli, M. y Gumucio, J. (2010). *Generación, distribución y uso del excedente de hidrocarburos en Bolivia*. Programa de Investigación Estratégica en Bolivia (PIEB). La Paz, Bolivia.
7. Grebe, H., Medinaceli, M., Fernández, R. y Hurtado, C. (2012). *Los ciclos recientes en la economía boliviana: una interpretación del desempeño económico e institucional (1989-2009)*. Instituto Prisma. Programa de Investigación Estratégica en Bolivia (PIEB). La Paz, Bolivia.
8. Medinaceli, M. (2004). ¿Cómo aprovechar contextos externos favorables en el sector hidrocarburos? Boletín Económico: Análisis de Coyuntura, N° 2. Los principales sectores exportadores de Bolivia. Fundación Milenio. La Paz, Bolivia.
9. ----- (2006). Aspectos tributarios de la Ley de Hidrocarburos N° 3058 y del Decreto Supremo N° 28701. Boletín Económico: Análisis de Coyuntura. La nacionalización bajo la lupa. Fundación Milenio. La Paz, Bolivia.
10. ----- (2007a). *La nacionalización del nuevo milenio: cuando el precio fue un aliado*. Primera edición. Fundemos. La Paz, Bolivia.
11. ----- (2007b). Impuesto Directo a los Hidrocarburos: origen, maltrato y usos. Fundación Milenio. Coloquios Económicos, N° 9. Diciembre de 2007.

12. ----- (2008). Impuesto Directo a los Hidrocarburos: origen, usos y destinos. En: La renta de los hidrocarburos entre lo urgente y lo importante. Serie: Cuadernos de Trabajo. International Institute for Democracy and Electoral Assistance.
13. ----- (2009). *Empresas estatales eficientes de hidrocarburos*. Organización Latinoamericana de Energía. OLADE. Quito, Ecuador.
14. ----- (2010a). La crisis internacional y los hidrocarburos. Coloquios Económicos N° 19. Fundación Milenio. Septiembre de 2010. La Paz, Bolivia.
15. ----- (2010b). El impuesto departamental a la renta como alternativa al Impuesto Directo a los Hidrocarburos. En *Bases para el financiamiento del nuevo Estado y el régimen de autonomías*. Primera edición. Ministerio de Autonomía-Pulso-GTZ.
16. ----- (2010c). *Metodologías para la determinación de precios de los principales derivados del petróleo: América del Sur*. Organización Latinoamericana de Energía. OLADE. Quito, Ecuador.
17. ----- (2012a). *Los desafíos de la política de hidrocarburos en un escenario globalizado*. Mimeo. Fundación Pasoskanki.
18. ----- (2012b). El sector hidrocarburos en Bolivia. Policy Paper N° 02/2012. FES, Bolivia.
19. ----- (2014). Balance y perspectiva de la política de hidrocarburos 2006-2013. *Cuadernos de Reflexión y Análisis de Políticas Públicas* N° 5. PNUD. La Paz, Bolivia.
20. ----- (2017). Reseña histórica del sector hidrocarburos en Bolivia (1916-2016). En *Un siglo de economía en Bolivia 1900-2015*. Tomo II. Konrad Adenauer Stiftung. Plural Editores.
21. Medinaceli, M. y Mokrani, L. (2010). Impacto de los bonos financiados con la renta petrolera. *Revista Umbrales*, 20, 223-263. CIDES. Junio 2010. La Paz, Bolivia.
22. Mercado A., Leitón J. y Medinaceli, M. (2010). Bolivia: perspectivas económicas 2005-2014. En *Treinta años de economía en Bolivia: historia y perspectivas*. Instituto de Investigaciones Socio-Económicas, Universidad Católica Boliviana. Primera edición. Impresiones SOIPA.
23. Müllery Asociados (1993). *El contrato de venta de gas natural al Brasil*. Informe Confidencial.
24. Salehi, H. y Toossi, A. (2002). *What Determines the Extent of Public Ownership*. Department of Economics, University of Illinois at Urbana-Champaign. Mimeo.

25. Unicon (2015). *Consultancy services for improving the business environment: reform of the Afghanistan state gas enterprise* (“Afghan Gas”). Kabul, Afghanistan.
26. YPFB. Informes varios. La Paz, Bolivia.
27. YPFB. (2020). Información financiera, contratos de servicios petroleros. Gerencia de Administración Económica y Financiera de Contratos.

Anexos

Anexo 1. Producción de gas natural 1980-1999

Año	Camiri	Colpa/ Caramanda	Víboras/ Surubí	La Peña	Monteagudo	Río Grande	Porvenir	Vuelta Grande	La Verdiente/ San Roque	Otros	Total
1980	0.3	1.9	-	0.2	0.2	7.5	-	0.0	0.8	2.3	13.1
1981	0.3	1.7	-	0.1	0.2	7.3	0.4	0.0	1.3	2.3	13.6
1982	0.3	1.7	-	0.1	0.2	6.7	2.2	0.0	1.4	2.0	14.6
1983	0.3	1.4	-	0.1	0.2	6.0	2.7	0.2	1.3	1.6	13.8
1984	0.2	1.4	-	0.1	0.1	5.2	3.2	0.8	1.3	1.1	13.4
1985	0.1	1.1	-	0.2	0.1	5.0	3.1	0.7	1.2	1.1	12.7
1986	0.1	0.8	-	0.3	0.2	4.5	3.4	0.6	1.6	1.0	12.5
1987	0.0	0.9	-	0.3	0.1	4.0	3.4	0.7	1.6	1.5	12.5
1988	0.0	0.9	0.1	0.3	0.2	3.9	3.4	1.0	1.6	1.8	13.1
1989	0.1	0.8	0.2	0.3	0.2	3.8	3.3	2.0	1.8	2.0	14.5
1990	0.1	0.8	0.3	0.2	0.1	3.5	3.0	2.5	1.6	2.4	14.5
1991	0.1	0.7	0.6	0.2	0.1	3.2	2.8	2.6	1.6	3.0	14.9
1992	0.1	0.7	0.7	0.2	0.1	2.9	2.3	2.8	1.8	3.4	15.1
1993	0.1	0.7	1.1	0.1	0.1	2.8	1.5	3.0	1.7	4.2	15.3
1994	0.0	1.0	1.9	0.1	0.1	2.4	0.9	2.8	2.0	5.0	16.2
1995	0.0	1.0	2.5	0.0	0.2	1.7	0.5	2.6	1.6	4.5	14.6
1996	0.0	1.0	2.6	0.0	0.1	1.5	0.3	2.5	1.5	4.9	14.4
1997	0.0	0.8	2.5	0.0	0.1	1.4	0.2	2.5	1.2	6.0	14.6
1998	0.0	0.8	2.3	0.0	0.1	1.3	0.1	2.6	1.0	6.5	14.7
1999	0.0	0.6	2.1	0.0	0.1	1.6	0.1	2.5	0.8	5.8	13.7

Fuente: INE, YPFB, Ministerio de Hidrocarburos

Anexo 2. Destinos del gas natural 1980-1999

Año	Exportación	No aprovechado	Centrales eléctricas	Centros de gas	Consumo propio	Pérdidas	Sector de transporte	Sector industrial	Sector residencial	Sector comercial
1980	5.84	6.60	0.27	0.49	0.37	-	-	0.12	-	-
1981	6.31	6.43	0.31	0.65	0.38	-	-	0.19	-	-
1982	6.51	6.93	0.29	0.74	0.43	-	-	0.19	-	-
1983	6.66	7.26	0.33	0.26	0.42	-	-	0.15	-	-
1984	6.59	6.78	0.32	0.24	0.52	0.00	-	0.18	-	-
1985	6.62	5.99	0.36	0.24	0.45	0.00	-	0.24	-	-
1986	6.62	5.57	0.42	0.23	0.51	0.01	-	0.27	-	-
1987	6.34	5.64	0.50	0.24	0.60	0.01	-	0.30	-	-
1988	6.64	6.05	0.54	0.21	0.57	0.01	-	0.29	-	-
1989	6.61	7.04	0.66	0.36	0.66	0.01	-	0.48	-	-
1990	6.59	6.81	0.77	0.42	0.71	0.01	-	0.51	-	-
1991	6.51	7.33	0.83	0.33	0.69	0.01	-	0.56	0.00	-
1992	6.34	7.38	1.03	0.28	0.72	0.01	-	0.67	0.00	-
1993	6.25	7.61	1.04	0.32	0.68	0.01	-	0.76	0.00	-
1994	6.48	7.89	1.42	0.34	0.62	0.01	0.01	0.84	0.01	-
1995	6.14	6.13	1.67	0.41	0.63	0.02	0.01	0.93	0.00	0.00
1996	5.25	3.80	1.45	0.29	0.50	1.23	0.09	0.76	0.02	0.03
1997	4.11	3.78	1.78	0.76	0.29	1.90	0.08	0.92	0.02	0.02
1998	4.09	4.57	2.03	0.78	0.36	0.76	0.04	1.05	0.01	0.01
1999	2.67	5.20	1.39	0.30	0.42	0.97	0.05	1.07	0.01	0.02

Fuente: OLADE

Anexo 3. Exportación de gas natural al Brasil

Año	Volumen (MM mcd)	Exportación gas natural (MM US\$)	Exportaciones totales (MM US\$)	%
1999	2.2	15.1	1,405.4	1.1%
2000	5.8	120.0	1,475.0	8.1%
2001	10.1	220.8	1,352.9	16.3%
2002	10.3	206.0	1,374.9	15.0%
2003	13.8	359.9	1,676.6	21.5%
2004	19.4	540.9	2,265.2	23.9%
2005	22.4	794.4	2,948.1	26.9%
2006	24.4	1,259.9	4,231.9	29.8%
2007	26.9	1,536.4	4,889.7	31.4%
2008	30.5	2,778.1	7,058.0	39.4%
2009	22.4	1,486.9	5,486.4	27.1%
2010	27.2	2,213.0	7,052.1	31.4%
2011	27.2	2,814.6	9,215.3	30.5%
2012	27.9	3,496.9	11,991.1	29.2%
2013	31.9	3,873.3	12,371.6	31.3%
2014	31.6	3,490.3	13,034.2	26.8%
2015	31.7	2,270.3	8,923.1	25.4%
2016	28.5	1,202.7	7,258.7	16.6%
2017	24.1	1,262.9	8,367.1	15.1%
2018	22.2	1,516.8	9,064.7	16.7%
2019	16.9	1,192.5	8,924.4	13.4%

Fuente: YPF, UDAPE

Anexo 4. Información sobre opex y capex en el *upstream* boliviano

Concept	Unit	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Gastos operativos (opex)	MM US\$	105.30	207.20	198.30	205.50	230.10	338.80	301.60	401.90	392.10	344.70	20.30	344.20	443.00
Amortización de inversiones (capex)	MM US\$	197.60	326.10	371.50	421.60	506.60	428.40	435.60	555.40	592.50	663.10	772.50	762.90	742.10
Producción de gas	BCM	15.23	15.37	13.41	15.23	16.44	18.71	21.27	22.39	22.17	20.73	20.12	18.81	16.56
Producción de petróleo	MM Barriles	15.03	14.23	12.33	12.61	12.96	15.21	17.33	18.64	17.91	20.71	19.84	18.58	16.53
Producción de gas y petróleo	MM Boe	112.93	113.07	98.54	110.50	118.62	135.47	154.09	162.55	160.46	153.99	149.16	139.53	122.97
Opex por Boe	US\$/Boe	0.93	1.83	2.01	1.86	1.94	2.50	1.96	2.47	2.44	2.24	2.82	2.47	3.60
Capex por Boe	US\$/Boe	1.75	2.88	3.77	3.82	4.27	3.16	2.83	3.42	3.69	4.31	5.18	5.47	6.03
Opex & Capex por Boe	US\$/Boe	2.68	4.72	5.78	5.68	6.21	5.66	4.78	5.89	6.14	6.54	8.00	7.93	9.64
Gas y petróleo	BCM	17.57	17.59	15.33	17.19	18.45	21.07	23.97	25.29	24.96	23.95	23.20	21.70	19.13
Gas y petróleo	MM MPC	620.38	621.14	541.34	607.01	651.65	744.18	846.45	892.95	881.47	845.91	819.40	766.48	675.54
Opex	US\$/MPC	0.17	0.33	0.37	0.34	0.35	0.46	0.36	0.45	0.44	0.41	0.51	0.45	0.66
Capex	US\$/MPC	0.32	0.53	0.69	0.69	0.78	0.58	0.51	0.62	0.67	0.78	0.94	1.00	1.10
Opex & Capex por MPC	US\$/MPC	0.49	0.86	1.05	1.03	1.13	1.03	0.87	1.07	1.12	1.19	1.46	1.44	1.75

Fuente: YPFB/ANH

Anexo 5. Descripción de la metodología utilizada para el análisis prospectivo

El procedimiento para proyectar la producción de gas natural es:

1. Se recolectó información de 60 proyectos exploratorios en Bolivia al año 2019.
2. Los operadores de estos proyectos asignan probabilidades de éxito a cada uno de ellos.
3. Los operadores de estos proyectos realizan la proyección de producción de cada proyecto en caso de que éste sea exitoso.
4. Para obtener la producción total esperada, se multiplica la probabilidad de éxito del proyecto por la proyección de producción de cada proyecto.

Respecto a la proyección de demanda, se tiene el siguiente procedimiento.

1. Se vincula el consumo histórico de gas natural en el mercado interno con la tasa de crecimiento del PIB, utilizando la metodología de elasticidades.
2. La demanda de Brasil está en función a la adenda al contrato firmada entre ambos países el año 2019.
3. El abastecimiento de la demanda de Argentina se ajusta a los requerimientos del mercado interno y de Brasil.
4. La proyección de la demanda abastecida, en función a la capacidad de producción, es la siguiente:

Concepto	Unidad	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Demanda											
Brasil	MM mcd	19.00	19.00	19.00	19.00	19.00	19.00	19.00	19.00	19.00	19.00
Argentina	MM mcd	21.46	19.78	22.17	21.21	21.93	19.62	18.11	17.43	14.20	9.51
Mercado interno	MM mcd	11.42	11.68	11.93	12.20	12.43	12.67	12.91	13.16	13.42	13.68
Sector eléctrico	MM mcd	4.08	4.14	4.20	4.27	4.32	4.38	4.44	4.49	4.55	4.61
Redes de gas natural	MM mcd	5.39	5.56	5.74	5.93	6.09	6.26	6.42	6.60	6.78	6.96
Consumidores directos	MM mcd	1.83	1.84	1.86	1.87	1.89	1.90	1.91	1.93	1.94	1.96
Campos	MM mcd	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.14	0.14	0.14	0.14	0.15
Tasa de crecimiento del PIB	%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%
Concepto	Unidad	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Demanda											
Brasil	MM mcd	19.00	19.00	19.00	16.26	13.66	9.88	7.20	3.55	1.13	-
Argentina	MM mcd	6.09	3.02	0.01	-	-	-	-	-	-	-
Mercado interno	MM mcd	13.95	14.22	14.51	14.80	15.10	15.41	15.72	16.05	16.38	16.72
Sector eléctrico	MM mcd	4.68	4.74	4.81	4.87	4.94	5.01	5.08	5.15	5.23	5.30
Redes de gas natural	MM mcd	7.15	7.34	7.54	7.75	7.96	8.17	8.40	8.62	8.86	9.10
Consumidores directos	MM mcd	1.97	1.99	2.00	2.02	2.04	2.06	2.08	2.10	2.12	2.14
Campos	MM mcd	0.15	0.15	0.15	0.16	0.16	0.16	0.17	0.17	0.17	0.18
Tasa de crecimiento del PIB	%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%
Concepto	Unidad	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	
Demanda											
Brasil	MM mcd	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Argentina	MM mcd	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercado interno	MM mcd	17.07	17.43	17.80	18.18	18.57	18.97	19.38	19.80	20.24	
Sector eléctrico	MM mcd	5.38	5.46	5.54	5.62	5.71	5.80	5.88	5.98	6.07	
Redes de gas natural	MM mcd	9.34	9.60	9.86	10.13	10.40	10.68	10.97	11.27	11.57	
Consumidores directos	MM mcd	2.16	2.19	2.21	2.24	2.26	2.29	2.32	2.34	2.37	
Campos	MM mcd	0.18	0.19	0.19	0.19	0.20	0.20	0.21	0.21	0.22	
Tasa de crecimiento del PIB	%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%