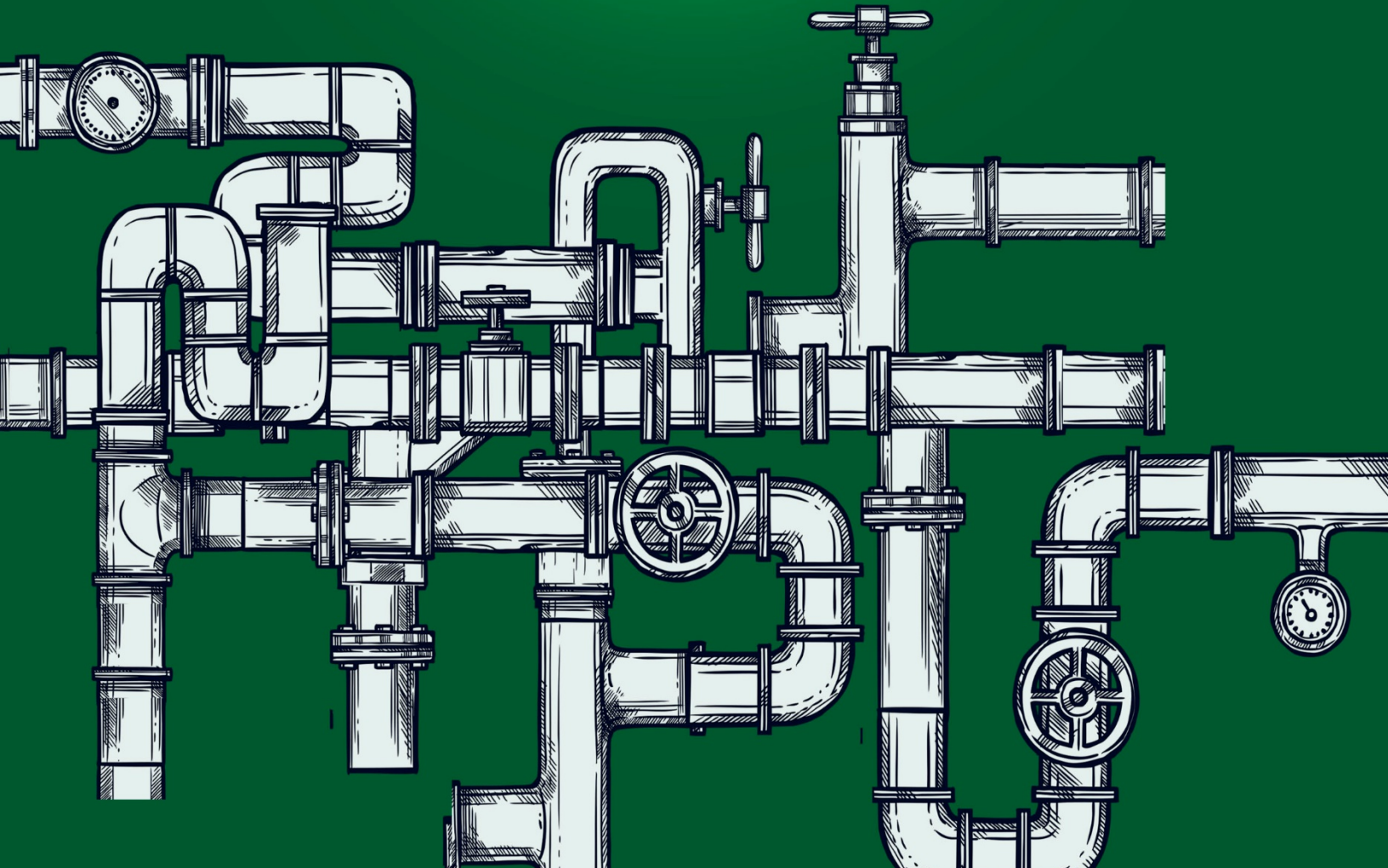


INFORME ESPECIAL

HIDROCARBUROS

SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS BOLIVIA 2018



BOLIVIA-HIDROCARBUROS

SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS - 2018

INTRODUCCIÓN

La gestión 2018 se vio marcada por dos aspectos relevantes; los precios del gas natural de exportación subieron un 37% respecto al promedio de 2017 y los ratios de producción nacional de gas natural bajaron, principalmente por la menor demanda de los mercados de exportación.

Durante los primeros tres meses de 2018, la exportación de gas natural a Brasil y Argentina se mantuvo en alrededor de 23 y 17 millones de metros cúbicos día (MMmcd) respectivamente, esto sumado al incremento en el precio internacional del barril de petróleo desde inicios del año, se tradujo en un incremento del 8 % en las regalías por hidrocarburos para todo el país con respecto a lo percibido en la gestión 2017.

Sin embargo, la exportación de gas natural a Brasil y Argentina cerró en 13,3 y 8,8 MMmcd.

Asimismo, durante este período se notó un evidente crecimiento del mercado interno a partir de la puesta en marcha de termoeléctricas, mayores conexiones de gas domiciliario, mayor número de vehículos convertidos a GNV (Gas natural vehicular) y el surgimiento de industrias como la planta de urea y amoniaco.

Durante 2018, el escenario macroeconómico boliviano ha mostrado un escaso ajuste en el gasto público debido al incremento de las importaciones de combustibles líquidos, mayor endeudamiento público, desaceleración de la inversión pública, declinación de la producción hidrocarburífera y limitada inversión privada, que ha desembocado en la depresión de la ratio de crecimiento anunciada por el gobierno.

Debemos destacar también el impulso en la actividad exploratoria, que se está desarrollando producto de la ley de incentivos, que pretende ampliar el horizonte de exploración hacia formaciones profundas y optimizar la infraestructura existente.

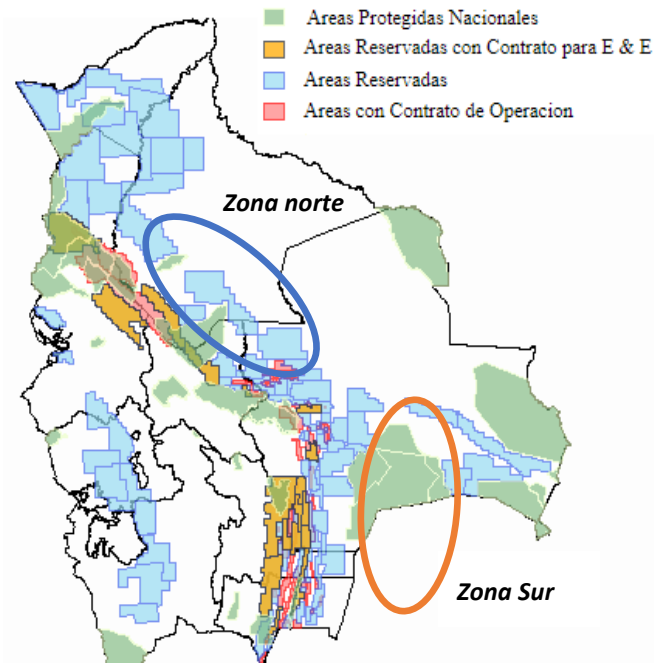
GAS ENERGY LATIN AMERICA (GELA) en exclusiva para la Revista Petróleo&Gas realizó este informe detallado respecto al estado histórico y actual del sector hidrocarburos con foco en el gas natural, con datos a diciembre de 2018.

POTENCIAL Y RESERVAS

El 48% del territorio boliviano se considera territorio potencial de hidrocarburos (9% en la Zona Tradicional y 91% en la Zona No Tradicional).

Del mismo modo, se sabe que la parte norte de Bolivia alberga hidrocarburos líquidos o petróleo, y la zona sur con hidrocarburos gaseosos. La distribución geográfica de este potencial se muestra en la figura 1.1

Figura 1.1 Potencial de hidrocarburos en Bolivia



Fuente: Elaboración propia en base a MH reporte 2016

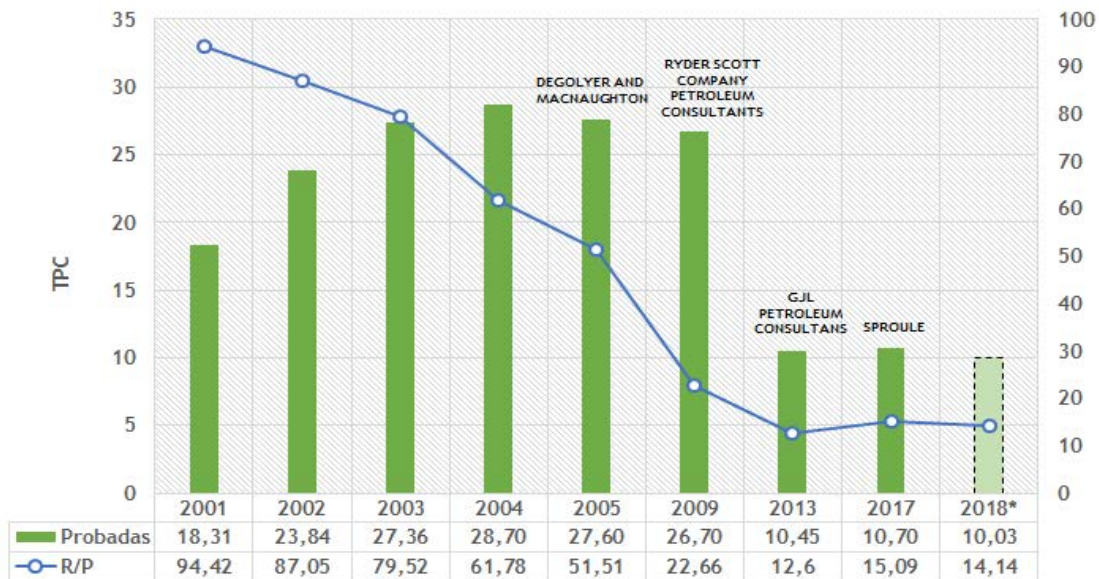
La zona sur de Bolivia, conocida históricamente por albergar importantes recursos hidrocarburíferos, pese a su complicada geología e infraestructura desarrollada, es hoy por hoy la zona productora de gas natural más importante del país. Esta zona tradicional cuenta con un potencial cercano a los 50 a 70 TPC (Trillones de Pies Cúbicos) y además cuenta con infraestructura avanzada de caminos, de hidrocarburos y acceso a mercados.

Además de esta zona, en el resto del país se tienen 80 áreas adicionales con potencial cercano a los 60 TPC de gas natural, que puedan atraer a empresas internacionales para concretar proyectos de exploración y desarrollo de hidrocarburos.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL

En la figura 1.2 se puede observar la evolución de las reservas probadas de gas natural de Bolivia. A partir del año 2005 las reservas probadas certificadas por Degolyer and Macnaughton alcanzaron a 27,60 TPC. El año 2009 Ryder Scott certificó las reservas probadas que llegaron a 26,70 TPC. Así para 2013 éstas mismas reservas, certificadas esta vez por GJL Petroleum Consultants declinaron en un 61% llegando a 10,45 TPC. A partir de este año las reservas de gas natural no fueron certificadas. Esta caída se debe, sobre todo, a ajustes en los factores de cálculo.

Figura 1.2. Reservas Probadas de Gas natural



Fuente. YPFB. Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos 2017

* Estimación de GELA

La última certificación oficial de reservas se presentó en agosto de 2018, la empresa canadiense Sproule certificó 10,7 TCF de reservas probadas de gas natural en Bolivia al mes de diciembre de 2017.

Sin embargo, para tener una idea de las reservas probadas al 2018, se realizó una estimación de las mismas restando el consumo total del año 2018 con las reservas certificadas el año 2017, resultando en una estimación de 10,03 TCP, con un ratio de reservas/ producción de 14 años.

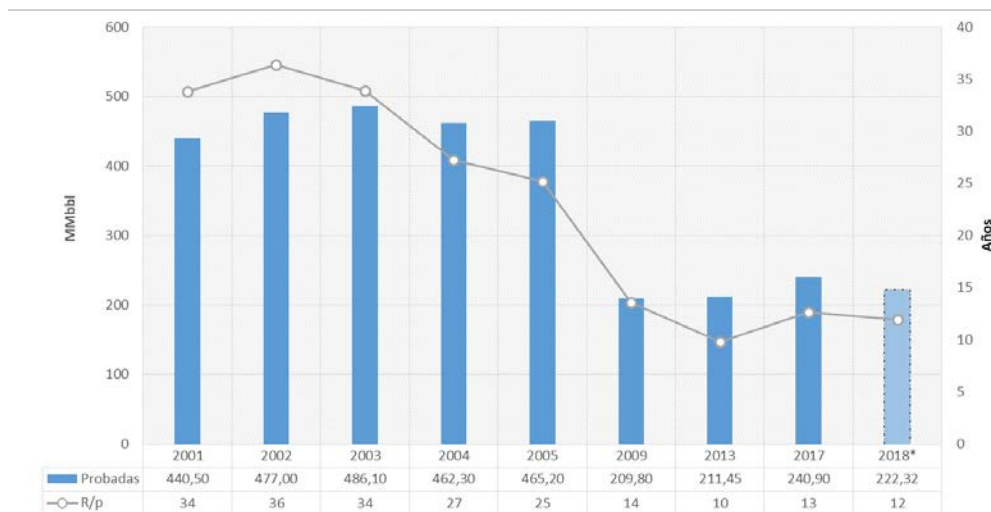
EVOLUCIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

En la figura 1.3 se puede observar el histórico de reservas de hidrocarburos líquidos (petróleo y condensados) desde 2005, en la cual se puede observar un comportamiento similar al de gas natural.

Los líquidos han tenido mayores restricciones de crecimiento dado los esquemas de precios para el mercado interno y la forma de remuneración para la producción de líquidos.

Dado que la certificación de reservas es a diciembre de 2017, las estimaciones de reservas de líquidos basados en la misma metodología que el gas natural, se presentan en la gráfica a continuación:

Figura 1.3. Reservas de líquidos



Fuente. YPF. Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos 2017 * Estimación de GELA

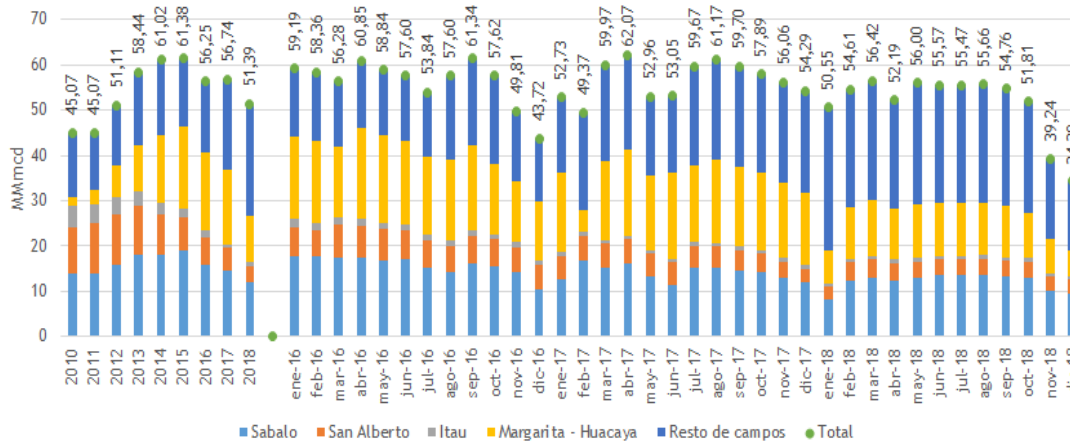
PRODUCCIÓN

GAS NATURAL

En la figura 2.1 se puede observar la evolución histórica de la producción bruta de gas natural de Bolivia. Producto de los contratos de exportación, la producción se fue ajustando año tras año con una clara tendencia incremental hasta 2015 alcanzando 61,38 MMmcd con un crecimiento por año del 7%.

Los últimos tres años se han tenido ajustes en los ratios de producción cercanos al 5% cada año respecto a los máximos volúmenes de producción alcanzados en 2015, este descenso se debe principalmente a la menor demanda por parte de Brasil. Adicionalmente se debe resaltar la declinación natural que los campos, como es el caso de San Alberto, Sábalo e Itaú.

Figura 2.1 Producción bruta de gas natural anual



Fuente: YPF, Ministerio de Hidrocarburos

Los campos con mayor producción durante la gestión 2018 fueron: Margarita – Huacaya, Sábalo, Incahuasi y San Alberto representando el 31%, 24%,15% y 7% respectivamente de la producción total, el resto de los campos representan el 23%.

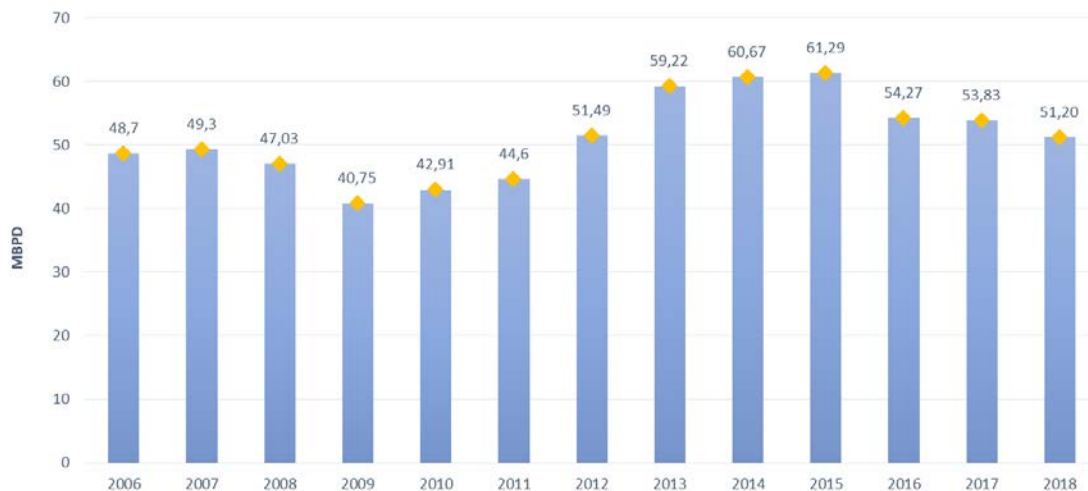
El año 2018, la producción bruta alcanzó los 51,39 MMmcd, 9% menos que el año anterior. Esta declinación puede continuar en 2019 si la tendencia de los volúmenes de exportación tanto a Brasil así como a Argentina se mantienen durante el año.

HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

En la figura 2.2 se puede observar que la producción de petróleo en 2015 alcanzó a 61,29 MBPD pero a partir del año 2016 empezó a descender en un 11,45 % respecto al volumen registrado en 2015. Este descenso se debe a la menor producción de gas natural y al agotamiento de los campos maduros como es el caso de San Alberto y Sábalo.

En 2018 la producción total de hidrocarburos líquidos llegó a los 51,20 MBPD, una disminución del -5% con respecto al año anterior.

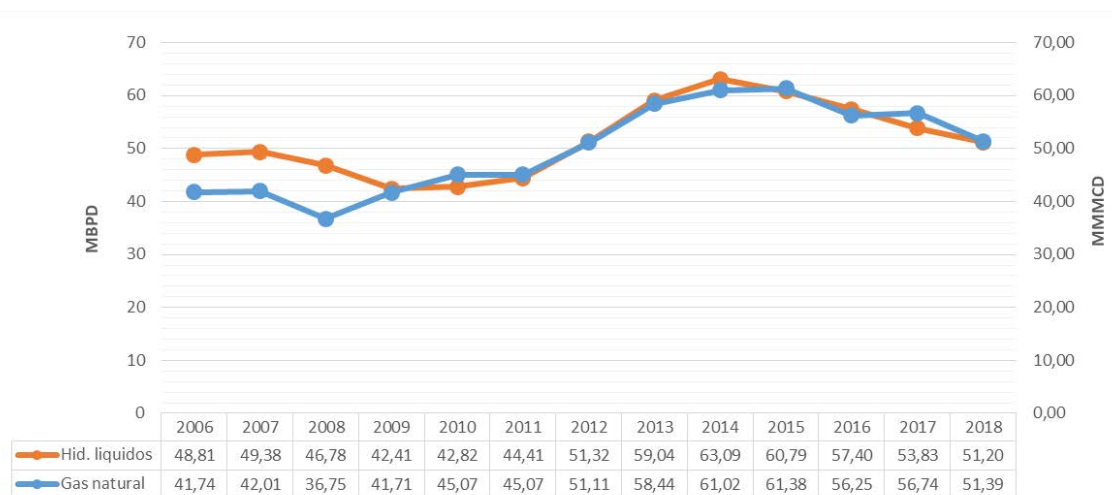
Figura 2.2 Producción de petróleo, condensado y gasolina anual



Fuente: Reporte de Producción, Ministerio de Hidrocarburos

Es importante destacar la dependencia entre la producción de gas natural y líquidos como se puede observar en la siguiente figura 2.3.

Figura 2.3. Evolución de la producción de hidrocarburos líquidos y gas natural



Fuente: Informe de Actividad DTE&P, ANH, 2018

DEMANDA

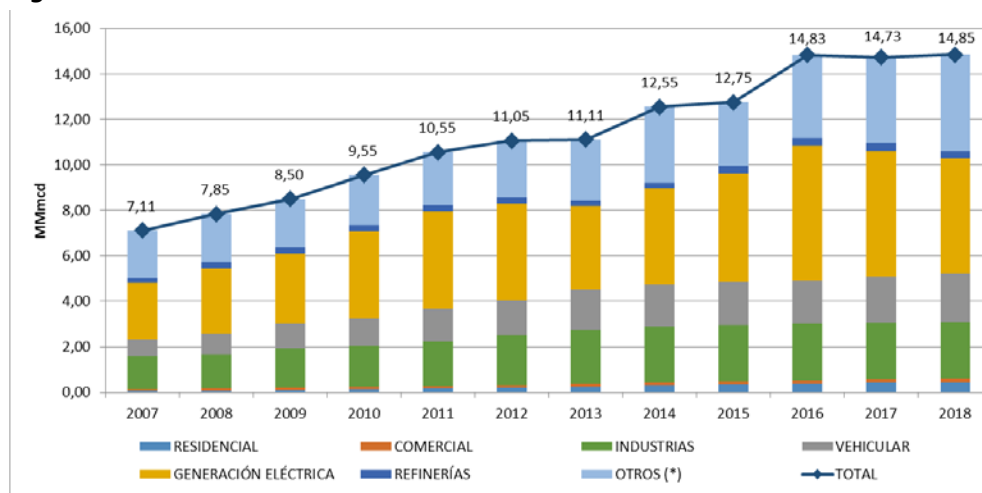
MERCADO INTERNO

En los últimos años la demanda del mercado interno de Bolivia se ha ido incrementando significativamente, como se muestra en la *figura 3.1*.

El ritmo de crecimiento ha sido importante en estos últimos diez años. Desde 2007 a 2018 la demanda interna se incrementó en un 109%. Denotándose la importante participación de los sectores eléctrico e industrial.

La demanda de gas natural a 2018 llegó a los 14,85 MMmcd. Asimismo, se conoce que esta tendencia continuará en ascenso llegando inclusive a sobrepasar los 20 MMmcd en los próximos 5 años.

Figura 3.1 Demanda en el mercado interno



(*) Otros consumos: Consumo en las unidades de E&E, convertido en líquido, consumo en el transporte y PSL's)

Fuente: Balance de Gas Natural (Ministerio de Minas y Energía - Brasil), 2018

Los sectores de generación eléctrica, industrial y vehicular son los de mayor consumo y juntos tienen cerca del 65% del total de la demanda interna. Por otro lado, cabe destacar el fuerte impulso que se está dando al desarrollo de redes de gas natural a nivel nacional, inclusive mediante gasoductos virtuales mediante la planta de "Small LNG" de Río Grande.

A diciembre de 2018, el número de instalaciones de gas domiciliario alcanzaron a 877.555, según datos presentados por YPFB en la audiencia de rendición pública de cuentas final 2018 e inicial 2019. Se proyecta ejecutar 123 mil nuevas instalaciones internas, con las que se superará el millón al finalizar 2019.

Para este mismo período, el consumo de gas natural destinado para la generación de energía eléctrica en Bolivia alcanzó un promedio de 5,07 MMmcd. Las termoeléctricas son las principales consumidoras de gas dentro del mercado interno. El alto consumo se debe a que la generación de energía a través de hidroeléctricas y energías renovables todavía no tienen un importante impacto en la matriz energética nacional o han tenido retrasos en su operación.

MERCADO EXTERNO

La figura 3.2 presenta el comportamiento histórico de la demanda de exportación de gas natural de los dos principales mercados que tiene Bolivia.

Durante 2018 la entrega de gas natural a los mercados de exportación cayó a su nivel más bajo en los últimos 4 años.

La venta al mercado brasileño, que hasta 2013 alcanzó un tope de 31,43 MMmcd, descendió en 2018 a 21,63 MMmcd, oscilando entre 19,01 MMmcd en enero y 13,43 MMmcd en diciembre. Una de las causas es que Brasil hace uso de sus hidroeléctricas cuando tiene abundancia de lluvias, pero un tema de fondo es el aumento de sus reservas de gas natural en los yacimientos del Presal.

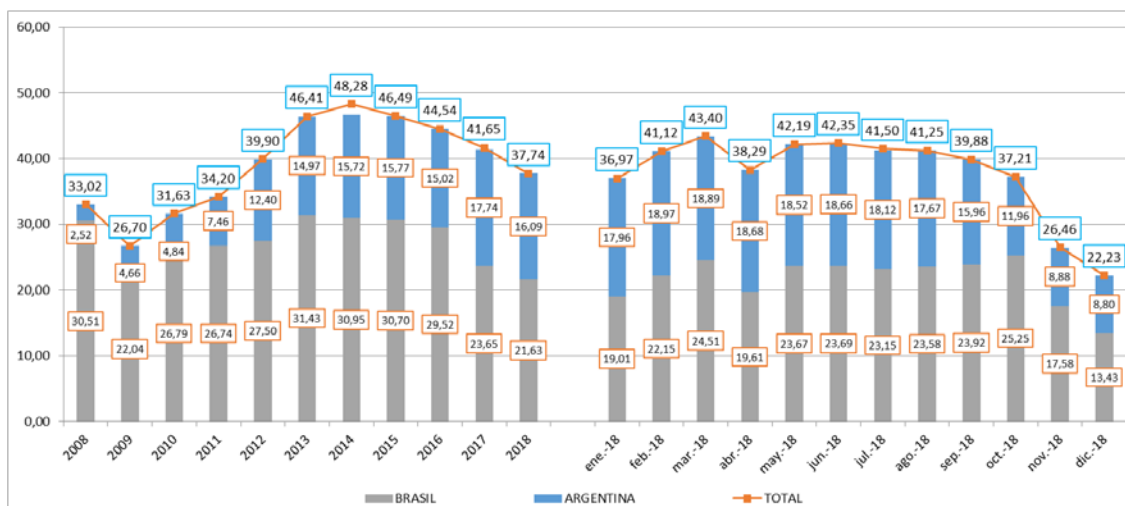
Esto propició para Bolivia impactos relevantes, ya que los ingresos por parte de la exportación, además de verse impactado por el tema precios (caída internacional de los marcadores de precio de petróleo), también ajustó su participación respecto a volumen para este mercado.

En el caso de Argentina, el año 2018 los envíos también comenzaron a bajar desde noviembre, cuando la demanda registró 8,88 MMmcd. Se entregaron en promedio 16,09 MMmcd, oscilando entre 17,96 MMmcd en enero y 8,80 MMmcd en diciembre.

El contrato original de suministro de gas natural entre Bolivia y Argentina estipula que en verano (1 de enero al 30 de abril y del 1 de octubre al 31 de diciembre) se debe exportar a ese país un promedio de 17,2 MMmcd. En invierno la entrega como mínimo es de 20,9 MMmcd y un máximo de 24 MMmcd.

El gobierno de Argentina anunció la reducción de demanda de gas boliviano, debido al incremento de la producción nacional proveniente de las formaciones no convencionales de Neuquén (Vaca Muerta). Por lo que durante 2019 (febrero) se realizó la firma de una adenda al contrato para ajustar los volúmenes de exportaciones y un ajuste a la cláusula de precios, que ahora dependerá de la alternativa de importación de gas natural licuado (GNL).

Figura 3.2 Mercado de exportación



Fuente. MH & elaboración GELA, 2018.

La reducción de volúmenes y precios de ambos mercados de exportación impactarán en los ingresos de exportación que Bolivia ha venido recibiendo, sin embargo, se espera que en la presente gestión se puedan concretar algunos acuerdos con privados y comercializadores en ambos países dadas las nuevas condiciones de mercado (competencia gas con gas).

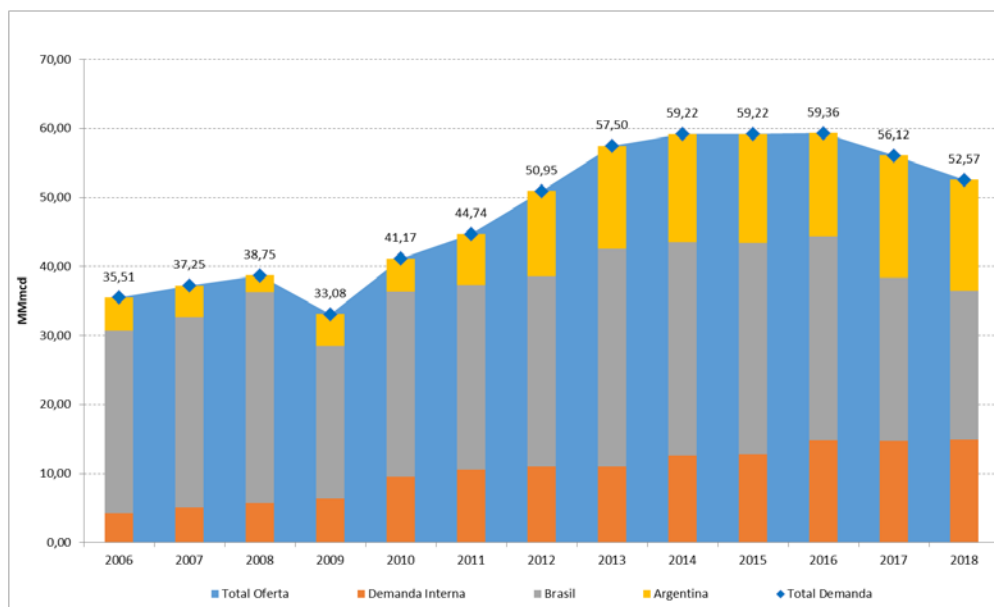
BALANCE OFERTA/ DEMANDA

GAS NATURAL

La siguiente figura 4.1 exhibe el comportamiento histórico del balance oferta demanda de gas natural de Bolivia.

El año 2018, se puede apreciar que el mercado de exportación representa el 66 % del total de la demanda nacional, el mercado brasilero con el 39% y el argentino 39%. También se nota el incremento del mercado interno, para este mismo período alcanza el 34% y se estima que siga creciendo.

Figura 4.1. Balance Oferta/ Demanda



Fuente: Ministerio de Minas y Energía Brasil 2018

GAS LICUADO DE PETRÓLEO

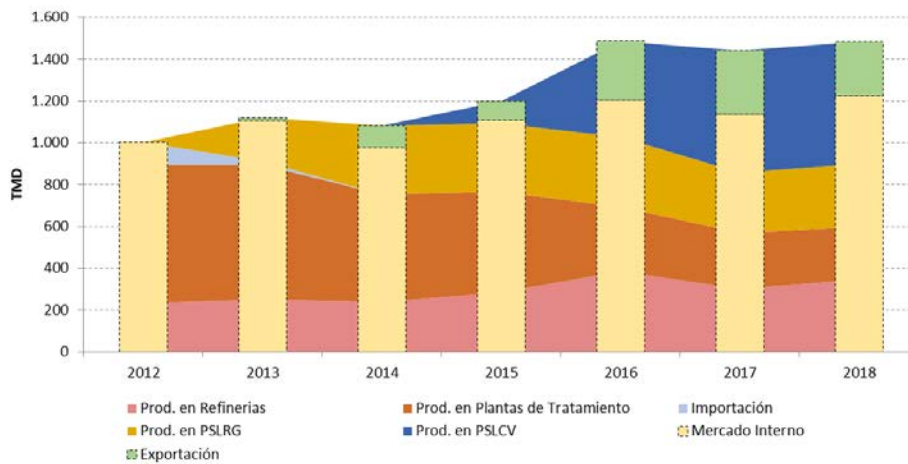
La producción de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en Bolivia el año 2018, alcanzó un promedio de 1.484,27 toneladas métricas por día (TMD), un poco más de la mitad de la capacidad instalada que alcanza a 2.565 TMD con las plantas de Gran Chaco (2.200 TMD) y Río Grande (365 TMD).

Esta baja producción de GLP se debe principalmente a la baja producción de la planta Carlos Villegas (Gran Chaco), debido a que los mercados de gas natural como Brasil y Argentina han demandado menos, por lo que dicha planta separadora de líquidos no puede extraer GLP a su máxima capacidad. Asimismo, esta tendencia es acompañada por la falta de mayores mercados fuera del mercado interno. Para 2018 la producción en las refinerías aumentó en 18% en comparación a 2017.

En cuanto a las exportaciones, Bolivia continúa despachando a los países de Perú 103,09 TMD y Paraguay 152,68 TMD. En el mes de abril de 2018 el país empezó a exportar hacia Argentina 3,86 TMD.

Como se puede ver en la Figura 4.2, el crecimiento de la producción de GLP se debe a las dos plantas de separación (Río Grande & Carlos Villegas).

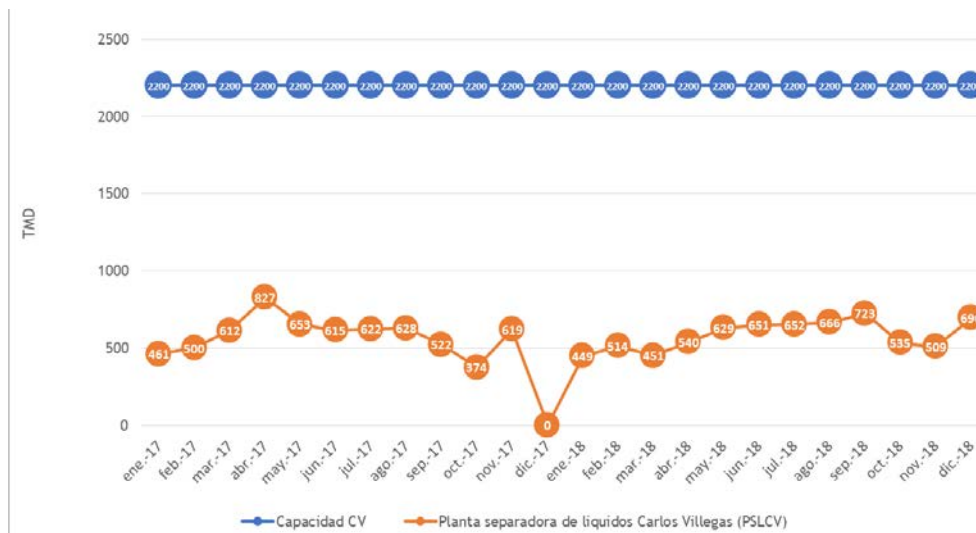
Figura 4.2 Balance histórico de oferta y demanda de GLP



Fuente: YPFB & ANH, 2019

La producción de GLP en la planta separadora de líquidos Carlos Villegas (Yacuiba), que fue pensada para producir excedentes exportables de GLP, tiene un promedio de 584,53 TMD el año 2018. Sin embargo, la producción de GLP en la planta separadora de Líquidos Ríos Grande (Santa Cruz), que fue pensada para satisfacer el mercado interno, tiene un promedio de 302,93 TMD para el año 2018. Ver Figura 4.3.

Figura 4.3 Producción GLP- Planta Carlos Villegas (Gran Chaco)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANH, 2019

En septiembre registró su pico más alto de producción con un promedio de 724 TMD, equivalente al 32% de su capacidad máxima que es de 2.247 TMD, mientras que en marzo registró su

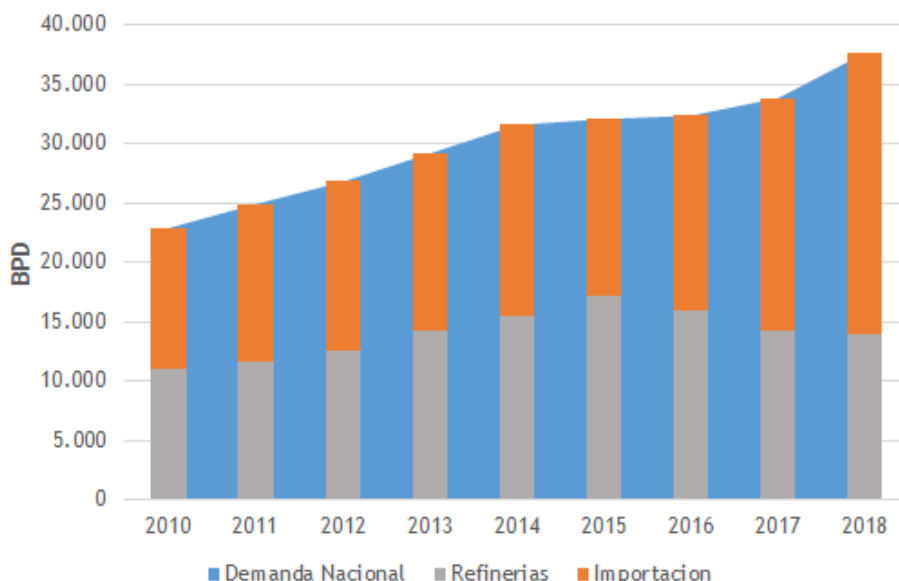
promedio de producción más bajo, pues solamente llegó a 468 TMD, equivalente al 21% en relación a su máxima capacidad.

Por su parte, la producción de GLP en la planta separadora de Líquidos Ríos Grande (Santa Cruz), tiene un promedio del 83% en relación a su capacidad máxima, que es de 361 TMD.

DIESEL

La figura 4.4 muestra la oferta y demanda de diésel en el mercado interno. La demanda ha ido creciendo a un ritmo de 7,2% por año desde 2010 a 2018. Y la oferta se ha visto limitada a la producción de crudo, haciendo que a 2018 más del 60% de los requerimientos de diésel sean importados.

Figura 4.4 Equilibrio de oferta y demanda de diésel

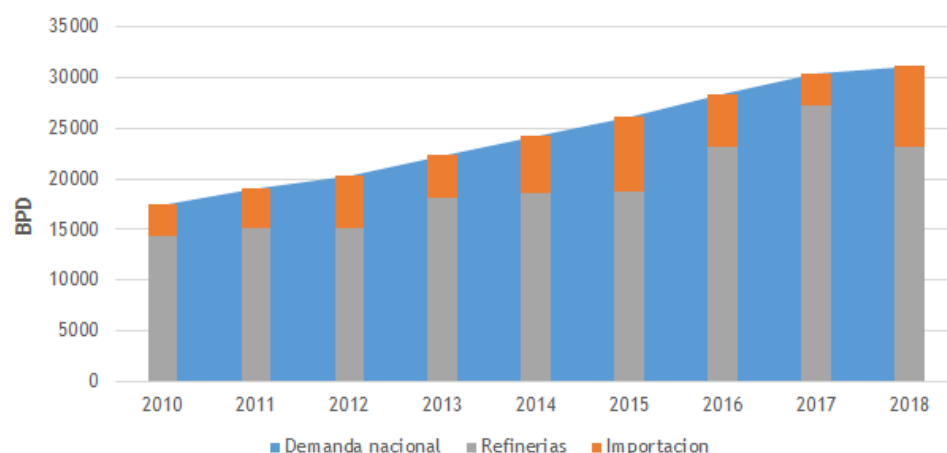


Fuente: YPFB, ANH & IBCE, 2018.

GASOLINAS

En la *figura 4.5* se presenta el suministro y la demanda de gasolina en el mercado boliviano. La demanda ha ido creciendo a un ritmo de 8,6% por año desde el año 2010 al 2018. Cabe señalar que a pesar de las mejoras realizadas en las refinerías para procesar crudo liviano, las importaciones de este producto continúan aumentando. Para el año 2018 la importación de gasolina alcanzó el 26%. Por otro lado, se está dando impulso a la producción de etanol.

Figura 4.5 Histórico balance oferta & demanda de gasolinas



Fuente: YPFB, ANH & IBCE, 2018.

EVOLUCIÓN DE LA ACTIVIDAD UPSTREAM

POZOS EXPLORATORIOS

Si analizamos el comportamiento de los resultados los últimos 4 años, podemos denotar que esta estimación se ajusta a un 30 a 40% de factor de éxito. En la siguiente tabla se muestra la evolución de las perforaciones de exploración en Bolivia los últimos seis años:

Tabla 5.1 Evolución de los pozos exploratorios de Bolivia

2013		2014		2015		2016		2017		2018	
Tacobo - X1003	PLUSPETROL	Caigua - X1001D	YPFB CHACO S.A.	Dorado X1001	YPFB CHACO S.A.	Boqueron NX3	YPFB ANDINA S.A.	Patuju	YPFB ANDINA S.A.	los monos (LMN-X12)	YPFB CHACO S.A.
Yapacani - 32	YPFB ANDINA S.A.	Dorado Oeste 1002	YPFB CHACO S.A.	San Miguel X1 DST	YPFB CHACO S.A.	Boqueron NX2	YPFB ANDINA S.A.	Huacaya 2	Repsol	Incahuasi-5	Total E&P Bolivia
Carrasco Este - X2D	YPFB CHACO S.A.	Junin X1000	YPFB CHACO S.A.			Patuju WX1	YPFB ANDINA S.A.	Humberto Suarez R.	YPFB CHACO S.A.	RGD-X1001	YPFB ANDINA S.A.
Dorado Oeste X1002	YPFB CHACO S.A.	Curiche X1007D	PLUSPETROL			Dorado Sur 1007D	YPFB CHACO S.A.	La Muela X1	YPFB CORPORACION		
Tacobo - X1005	PLUSPETROL	Tacobo X1003	PLUSPETROL			Los Sauces X5D	YPFB ANDINA S.A.	Patuju X5	YPFB ANDINA S.A.		
Timboy - X2	PETROANDINA SAM	Boquerón - 5	YPFB ANDINA S.A.			Tacobo TCB-X1001	PLUSPETROL S.A	Katari X4	YPFB CHACO S.A.		
Caigua - X1001D	YPFB CORPORACION	San Isidro X-1	PLUSPETROL			Lliquimuni X5	PETROANDINA SAM	Bulo Bulo BB X1	YPFB CHACO S.A.		
Ingre - X2	YPFB CHACO S.A.	Timboy - X2	YPFB PETROANDINA			Cedro X4	PETROBRAS BOLIVIA S.A.	Taboco X1 ST	PLUSPETROL		
		San Isidro X1 Re	PLUSPETROL			San Miguel X2	YPFB CHACO S.A.				
		San Miguel X1	YPFB CHACO S.A.			Itaguazurendal TG- X4	YPFB CORPORACION				
						Itaguazurenda ITG-X3A	YPFB CORPORACION				
						San Silvestre LML-X1	YPFB CORPORACION				

■ Negativos ■ Positivos

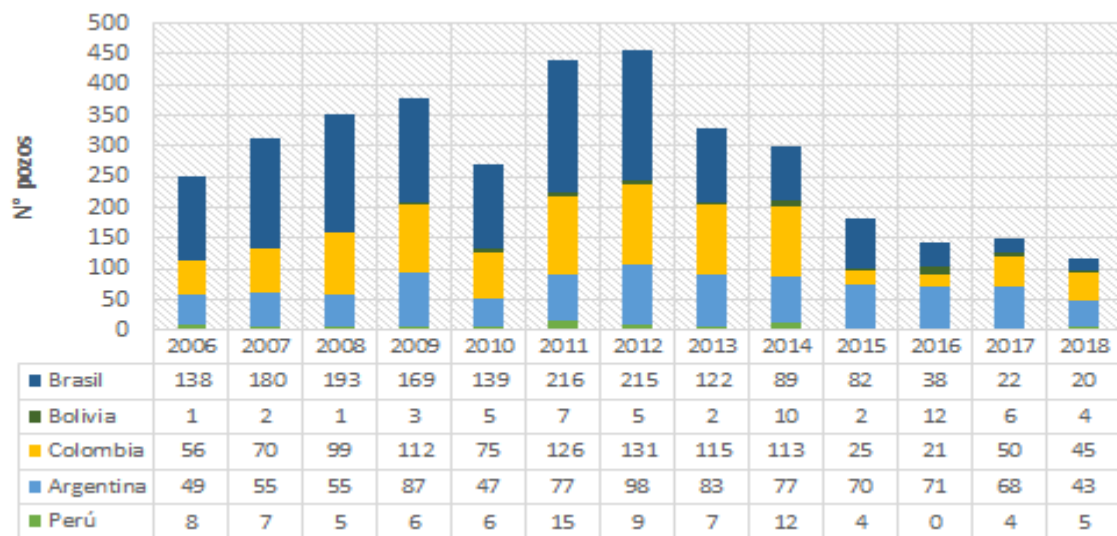
Fuente: Elaboración propia en función a datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2018.

Los resultados positivos no representan nuevas reservas sino mejoras en la productividad y mejor conocimiento geológico en áreas ya descubiertas. Y nótese, además, que fueron las empresas subsidiarias de YPFB quienes dedicaron mayores esfuerzos en el desarrollo de actividad exploratoria y de perforación.

PERFORACIONES EN LA REGIÓN

El gráfico 5.1 muestra el comportamiento de la actividad exploratoria que se desarrolla en Bolivia, y el del resto de países en el Cono Sur más Colombia desde 2006 a 2018.

Figura 5.1 Pozos exploratorios



Fuente: ANH Colombia, IAPG, Perupetro, ANP Brasil, YPFB. Datos a 2018.

PRECIOS

MERCADO INTERNO

Los precios de gas natural para el mercado interno se han mantenido invariables más de una década con excepción del precio de gas para el sector industrial, el que sufrió una variación y que se ajustara en función a rango de volúmenes de consumo. Los precios para este sector subieron de 1,64 USD/MMBTU a 2,13 USD/MMBTU. Ver tabla 6.1:

Tabla 6.1 Precios del gas natural para el mercado interno

Precio Promedio city gate Bolivia		Total USD/MMBTU
Distribuidoras	YPFB	0,98
	EMTAGAS ⁽¹⁾	0,77
Generación Eléctrica (GGEE) ⁽²⁾	Sistemas Interconectado Nacional (SIN)	1,25
	Sistemas Aislados (SA)	1,17
Otros consumidores	Combustible para ductos	0,97
	Refinerías	0,87
	Planta de separación	2,21
	Planta de Amoníaco y Urea ⁽³⁾	0,90
	Industrialización	2,00
Precio promedio mercado interno		1,24

Precio a usuarios finales con impuestos ⁽⁴⁾ (Promedio Bolivia)		Total USD/MMBTU
•YPFB (La Paz, Potosí, Oruro, Chuquisaca, Santa Cruz y Cochabamba)	Residencial	5,27
	Comercial	4,91
	Industrial	2,13
•EMTAGAS (Tarija) ⁽¹⁾	Residencial	4,13
	Comercial	4,13
	Industrial	1,64
•GNV(Gas Natural Vehicular) ⁽⁵⁾		6,57
Precio total usuario final		4,11

- (1) EMTAGAS: Empresa Tarijeña de Gas
- (2) Para el precio de la GGEE, en Bolivia se toma un solo precio y está fijado bajo un decreto supremo para el SIN (R.A. ANH N 440/2008) y SA (R.A. ANH N3187/2013), son precios que hasta la fecha no se han modificado.
- (3) Precio bajo la resolución RAR-ANH-ULGR N 0051/2018 a partir de enero 2018
- (4) Precios al consumidor sin impuestos
- (5) El Precio del Gas Natural Vehicular (GNV) en el territorio boliviano es única.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPFB

El sector industrial enfrenta nuevos regímenes de precios de gas natural para el mercado interno, que determinan un incremental de precios de acuerdo a rangos de consumo, diferencial a favor de YPFB con miras a seguir desarrollando las redes de gas natural a nivel nacional.

Está en discusión una nueva metodología de cálculo de precios y tarifas para la distribución de gas natural por redes.

Los precios de urea para el mercado externo son fijados con referencia a los precios CIF de Brasil (Precios del Golfo Árabe) incluyendo un ajuste ofertado por el comprador.

El resto de combustibles líquidos, también son regulados y mantienen precios estáticos. El año 2017 en particular, ingreso al mercado una nueva gasolina con mayor octanaje llamada “Gasolina SUPER 91”.

Por otro lado, el 16 de agosto de 2018, el Gobierno promulgó la Ley General de Transporte de 2011 que aprueba la producción, uso y venta de etanol, como un aditivo de origen vegetal para mezclar con gasolina. A partir del 1 de noviembre de 2018, se inició la comercialización de la “Gasolina Super Etanol 92”.

Ambos combustibles salieron al mercado para reducir la dependencia de importación de combustibles líquidos y estrechar la subvención de carburantes en el país.

Tabla 6.1 Precios al consumidor final de combustibles 2018

Combustible	Precio
Gasolina Especial (Bs/L)	3,74
Gasolina Premium (Bs/L)	4,79
Gasolina Super 91 (Bs/L)	4,40
Gasolina Super Etanol 92 (Bs/L)	4,50
Gasolina Aviación (Bs/L)	4,57
Diésel Oil Nacional (Bs/L)	3,72
Jet Fuel Nacional (Bs/L)	2,77
Kerosene (Bs/L)	2,72
Gas Licuado de Petróleo - GLP (Bs/Kg)	2,25
Gas Oil (Bs/L)	1,10
Gas Natural Vehicular - GNV (Bs/m3)	1,66

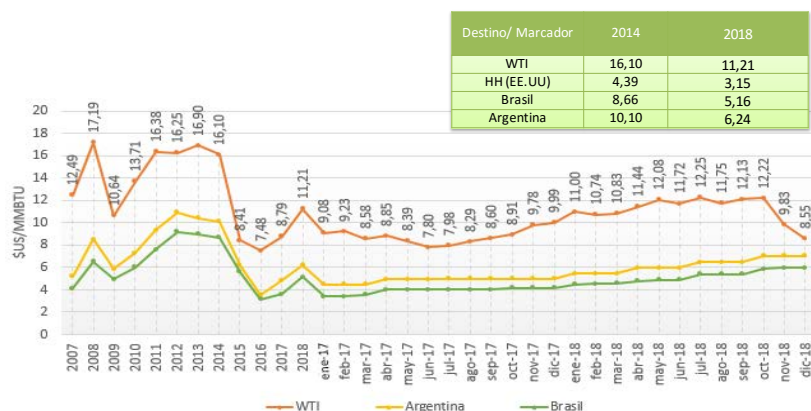
Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANH, 2019.

MERCADO DE EXPORTACIÓN

Los precios de gas natural para la exportación están definidos por las fórmulas contractuales, que se calculan trimestralmente y consideran los marcadores internacionales de combustibles alternativos que cada país está reemplazando con gas natural.

Es por esta razón que los precios fluctúan cada trimestre y se ven afectados por las variaciones del mercado internacional del crudo y sus derivados. En el siguiente gráfico se ve el comportamiento de los precios para Brasil y Argentina:

Figura 6.2 Precio de la exportación del gas natural



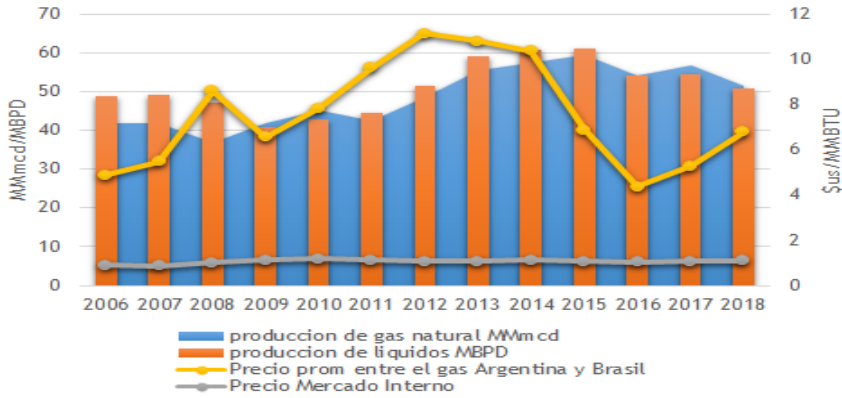
Fuente: Datos estadísticos, Ministerio de Hidrocarburos, 2018

Si analizamos la producción de gas natural entregada al mercado y la sobreponemos con los escenarios de precios promedio de exportación (Brasil y Argentina), vemos que ambos coinciden en una tendencia creciente, lo que permitió al país contar con grandes ingresos anuales, por los componentes de precios y volúmenes que se exhibieron principalmente en los años 2011 y 2015.

Los últimos tres años esta tendencia se retrajo, debido a los menores volúmenes de entrega hacia Brasil y los escenarios de precios. También se puede apreciar que en los últimos dos meses del año 2018 el precio del petróleo bajó en un 30%, esto se debe al exceso de oferta en otros países.

En la figura 6.2 se presenta una comparación entre la producción tanto de gas natural como de líquidos y los precios de gas natural del mercado interno y de exportación.

Figura 6.2 Precio vs producción



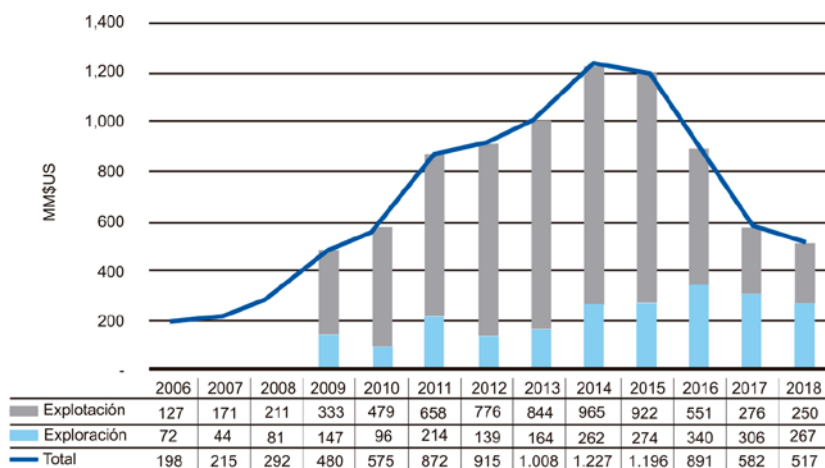
Fuente: Elaboración propia en base a información del Ministerio de Hidrocarburos, 2018.

INVERSIONES Y RECAUDACIONES

INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN.

Como se observa en la figura 7.1 desde 2012 hasta 2015, la inversión en actividades de explotación superó a la inversión en exploración. Los montos de inversión en explotación entre 2012 y 2015 alcanzaron \$us 965 millones; mientras que para la exploración se destinaron \$us 274 millones.

Figura 7.1 Inversión ejecutadas E&P



Fuente. Datos estadísticos INE, 2018

A partir de 2016, el escenario de inversión en el upstream cambia la tendencia pues desciende a \$us 551 millones; mientras que el registrado para la exploración es de \$us 340 millones. Como mencionamos en la sección 5.1, esto como consecuencia de los esfuerzos en desarrollar nuevos descubrimientos de oferta de gas natural.

La tendencia a la baja continua durante los años 2017 y 2018, alcanzando los \$us 276 y 250 millones para el sector explotación en los dos últimos años. La inversión en exploración alcanzó los \$us 306 y 267 millones para el año 2017 y 2018 respectivamente.

En la tabla 7.2 se observa las inversiones en downstream en las últimas gestiones, para las plantas de separación de líquidos, el proyecto de “Mini GNL”, Planta de tuberías y accesorios, planta de Urea y Amoniaco en el trópico cochabambino las cuales están en operación.

Tabla. 7.2 Inversiones downstream

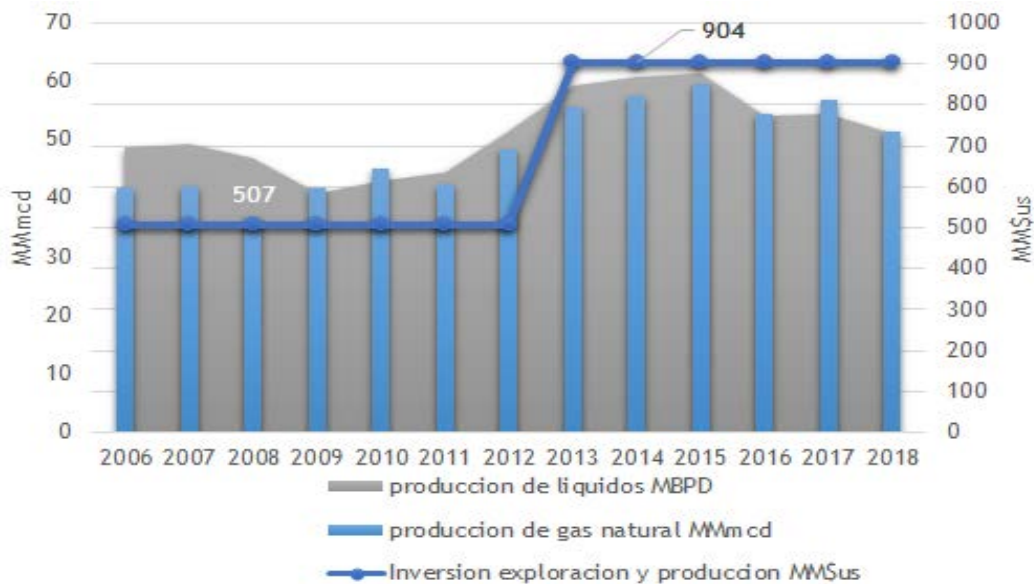
Nombre del proyecto	Inversión MM\$us	Año de inicio de operación	Estado
Planta Propileno y Polipropileno	2.200	2025	Ingeniería Básica
Planta de tuberías y accesorios	13	2018	En operación
Planta de amoniaco y urea	976	2017	En operación
Proyecto GNL	258	2016	En operación
Planta Separadora de líquidos Carlos Villegas	695	2015	En operación
Planta Separadora de líquidos Rio Grande	191	2013	En operación

Fuente. Audiencia de Rendición Pública de Cuentas Final 2018 - Inicial 2019

INVERSIÓN VERSUS LA PRODUCCIÓN ACUMULADA

Si superponemos las tendencias de producción de gas natural y las inversiones históricas los últimos 12 años, podemos notar que estas han seguido la tendencia incremental los últimos 6 años. Sin embargo, el delta de producción incremental de los 6 años entre 2006-2011 versus las inversiones no ha crecido tan significativamente respecto a las inversiones y producción del quinquenio siguiente. En el periodo 2012-2018 la inversión fue de **\$us 904 millones** superando un 78% de la inversión que se tuvo en los años 2006-2012.

Figura 721. Inversión vs la producción acumulada



Fuente: Reporte estadístico, Ministerio de Hidrocarburos 2018.

Para 2019 se tienen planificado enfocar inversiones en el upstream para mantener la producción e incrementar las reservas de hidrocarburos principalmente con la perforación de pozos exploratorios y de desarrollo.

La casa matriz de YPFB, subsidiarias y las empresas privadas tienen proyectado invertir en 2019 cerca de \$us 905,1 Según la distribución mostrada en la tabla a continuación:

Tabla. 7.3 Proyección de inversiones para 2019

Actividad	YPFB Casa Matriz	Subsidiarias	Operadores privados	Total (MM\$us)
Exploración	135,8	96,3	190,2	422,2
Explotación	-	210,4	272,4	282,8
Total (MM\$us)	135,8	306,7	462,6	905,1

Fuente. Audiencia de Rendición Pública de Cuentas Final 2018 - Inicial 2019

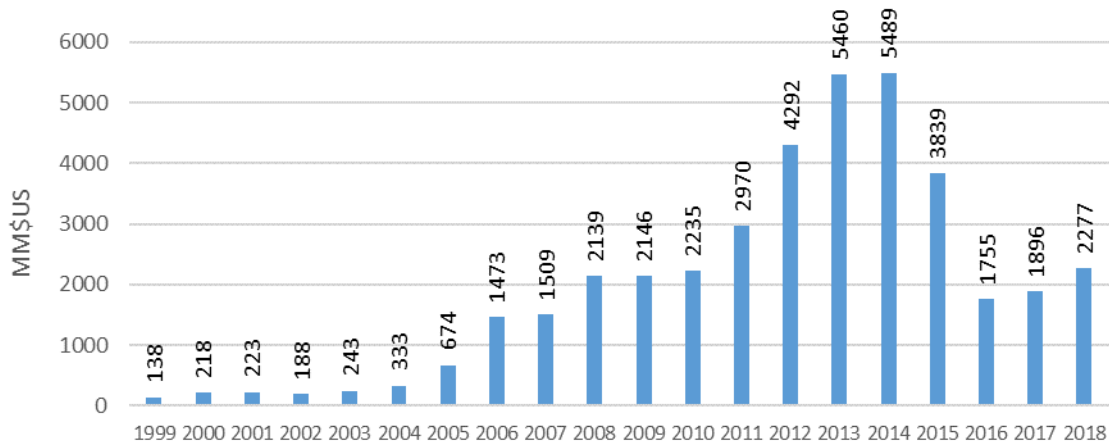
Se deben esperar los resultados de las actividades y evaluar que tendencias tomarán los mercados de exportación, ya que la región en su conjunto está atravesando importantes cambios que deben considerarse en la planificación de desarrollo de campos.

HISTÓRICO DE LAS RECAUDACIONES POR HIDROCARBUROS

El gráfico 8.1 muestra el histórico de recaudaciones por concepto de renta petrolera 1999 al 2018. Los precios de exportación han subido ligeramente en 2018 por tanto han aumentado los ingresos por exportación de gas natural con respecto a 2017.

Los ingresos tienen tendencia de reducirse en 2019, esto debido a los menores requerimientos de demanda en Argentina y Brasil. Cabe recalcar que los precios de exportación mantienen su tendencia a la baja dependiendo de los precios internacionales del combustible líquido y ahora también se consideran los precios de importación de GNL como es en el caso de Argentina.

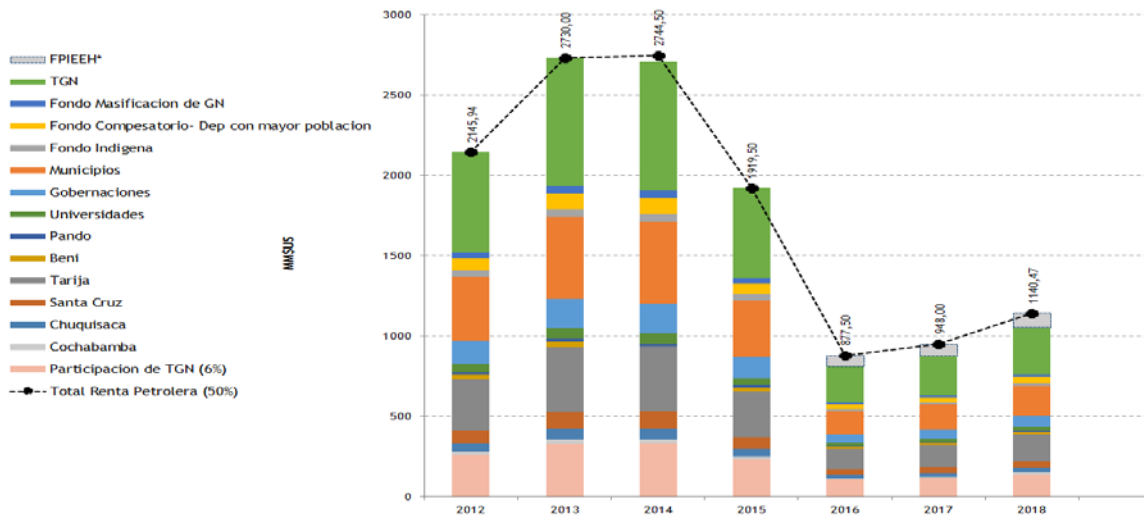
Figura 8.1. Evolución de las recaudaciones por exportación de hidrocarburos



Fuente: Reporte Rendición de Cuentas Parcial 2019, Ministerio de Hidrocarburos.

Asimismo, las distribuciones de los ingresos para las diversas entidades nacionales se verán impactados por la reducción de ingresos (Ver Figura 8.2), por tanto, nos enfrentamos a grandes riesgos durante 2019 para hacer sostenible la salud económica del país, que es altamente dependiente de las exportaciones de gas natural.

Figura 8.2. Distribución de Regalías y Participaciones de los ingresos por exportación de gas natural



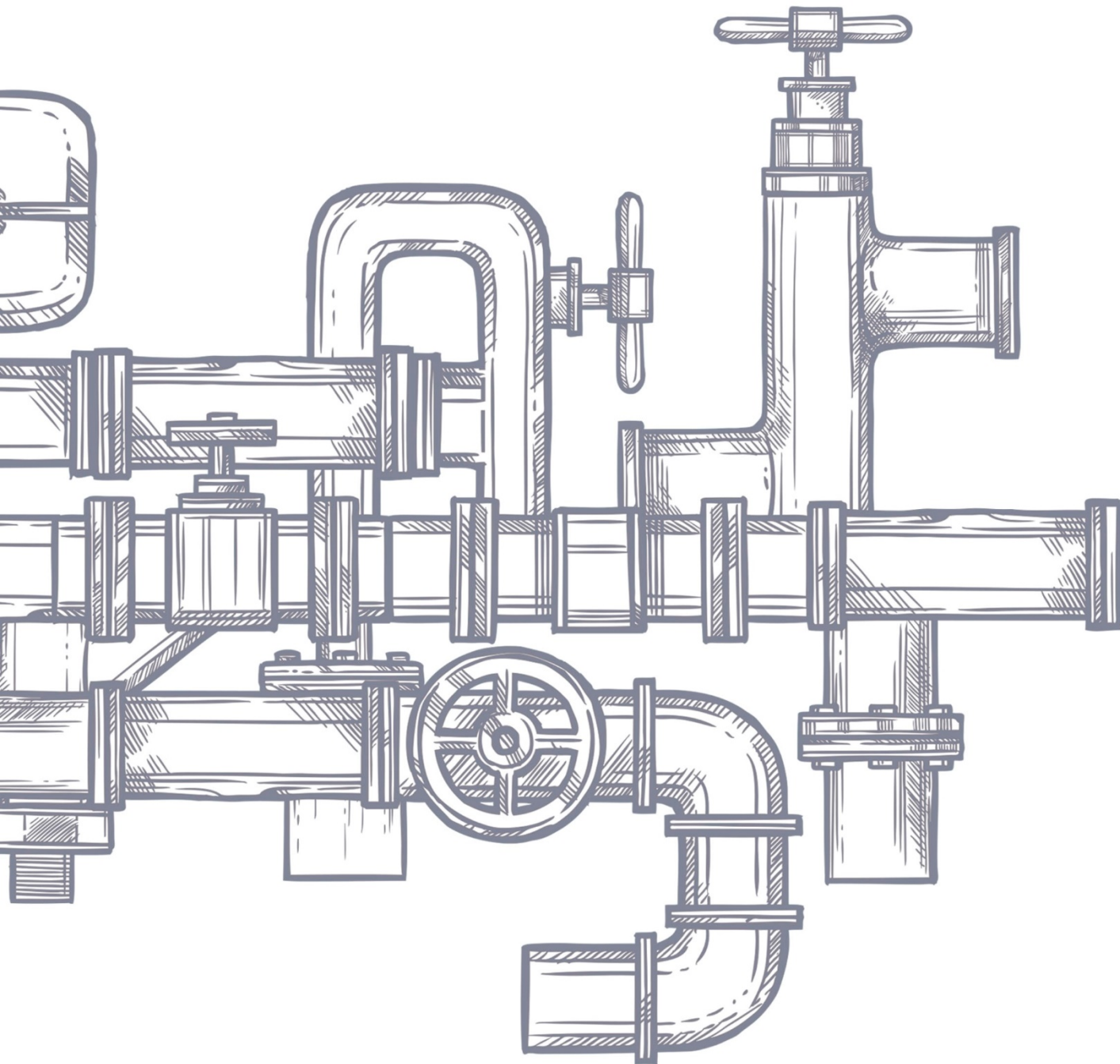
Fuente: Elaboración propia en función a datos del Reporte Rendición de Cuentas Parcial 2019, Ministerio de Hidrocarburos.

CONCLUSIONES

Existieron logros registrados por el sector petrolero durante 2013 – 2015, donde se consiguieron niveles récord de producción, de exportaciones y de recaudaciones petroleras. Sin embargo, es clara la alta dependencia del sector interno sobre factores externos, como son los precios y los contratos de exportación de gas natural.

Las reservas y la actividad *upstream* continúan estancadas y nos deben hacer reflexionar sobre qué condiciones ofertamos en el país para propiciar mayores inversiones en las actividades de E&P.

Si bien Bolivia consolidó su infraestructura con diversos proyectos en el *downstream*, su existencia puede perder continuidad sin un ciclo exploratorio de reservas y producción hidrocarburífera adicional robusta.



Documento elaborado por:



Para la Revista **petróleo&gas** una publicación de

