

Nº 3
Marzo 2020

P

REVISTA ACADÉMICA

lustrabajo

La problemática de la energía en Latinoamérica

Miradas y perspectivas

Ana Lía del Valle Guerrero
Carlos Arze Vargas
Miguel A. Crespo Castro



CENTRO DE ESTUDIOS PARA EL
DESARROLLO LABORAL Y AGRARIO

REVISTA ACADÉMICA

Plustrabajo



CENTRO DE ESTUDIOS PARA EL
DESARROLLO LABORAL Y AGRARIO

La problemática de la energía en Latinoamérica

Miradas y perspectivas

□ ÍNDICE

Artículos

	Presentación	7
Ana Lía del Valle Guerrero • Visión multiescalar de la política energética argentina: Situación actual y principales tendencias		11
Carlos Arze Vargas • Orientación de la política hidrocarburífera y perspectivas para la exportación de gas a Brasil		41
Miguel Ángel Crespo Castro • El impacto de los agrocombustibles, el impulso de los agronegocios e implicancias medioambientales, productivas y sociales		86

Director Ejecutivo

Javier Gómez Aguilar

Edición

Milton Iñiguez Durán

Rolando Carvajal Vargas

Juan Carlos Orihuela

Consejo Editorial

Silvia Molina Carpio

Juan Luis Espada Vedia

Alfredo Zaconeta

Producción Editorial

Unidad de Comunicación y

Gestión de Información del CEDLA

Carlos Alemán Macías

Diseño y diagramación

Milton Iñiguez Durán

Ilustraciones

CEDLA



DESCRIPTORES TEMÁTICOS

<POLÍTICA ENERGÉTICA> <POLÍTICA HIDROCARBURÍFERA> <EXPORTACIÓN> <TENDENCIAS>
<AGROCOMBUSTIBLES> <AGRONEGOCIOS> <IMPACTO AMBIENTAL>

DESCRIPTORES GEOGRÁFICOS

<LATINOAMÉRICA> <ARGENTINA> <BOLIVIA> <BRASIL>

Orientación de la política hidrocarburífera y perspectivas para la exportación de gas a Brasil

El futuro de la exportación de gas boliviano a Brasil será el de la firma de contratos con volúmenes menores por parte de varios agentes, en tanto que Petrobras reducirá su demanda al volumen que genera como productora en campos bolivianos; los contratos, además, tendrán un carácter flexible; no se trataría de contratos de largo plazo en los que se mantengan inmutables las condiciones de volumen y precio, sino con nominaciones distintas y estacionales. Es de esperar que los precios sean diferentes también entre los distintos contratos: menores a los del pasado con Petrobras y levemente mayores con otros agentes cuya demanda no es en firme. Todas estas condiciones derivarían en la sustitución del carácter estatal monopolístico del negocio en manos de YPFB, puesto que una sociedad con Acron supondría la estructuración de una empresa mixta.

Carlos Arze Vargas¹

INTRODUCCIÓN

El año 2019 será particularmente importante para la economía boliviana y para el desarrollo del sector hidrocarburífero nacional. En primer lugar, porque es el año en que concluye el contrato de exportación de gas natural boliviano a Brasil, firmado por un plazo de veinte años en el mes de agosto de 1999. La importancia de este contrato reside en la enorme dependencia del presupuesto estatal de los ingresos provenientes de la explotación del gas natural, por lo que la renovación de ese contrato y, eventualmente, sus nuevas cláusulas, podrían determinar el curso de la explotación de este recurso natural. En segundo lugar, porque este año también marcará un hito para la política hidrocarburífera del gobierno de Evo Morales —afectando al desarrollo de la explotación de hidrocarburos en el país—, debido a la evidente insuficiencia de las reservas de gas natural en los principales campos que sostuvieron en las últimas dos décadas el negocio de la exportación, para asegurar la provisión de nuevos contratos de exportación a ese país y a la República Argentina, que es el otro mercado fundamental para el gas boliviano y cuyo contrato termina en 2026.

1. Investigador del Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA)

Para comprender los antecedentes de esta situación, es conveniente revisar las características de la política boliviana de hidrocarburos durante la época neoliberal y en la actualidad. Del mismo modo, para contextualizar el desenvolvimiento de la industria del gas en el país, es útil señalar algunos de los aspectos más importantes del desarrollo del mercado internacional que podrían influir en el mismo.

LA ORIENTACIÓN DE LA POLÍTICA HIDROCARBURÍFERA NEOLIBERAL

La política en el sector durante la época de gobiernos neoliberales, se basaba en el principio general de su discurso: se debía realizar reformas estructurales aplicando novedosas formas de asociación y cooperación Estado-empresa privada como la “capitalización”, para que el país fuera atractivo para las inversiones extranjeras, imprescindibles debido a la insuficiencia del ahorro interno y a las crecientes necesidades sociales, cuya satisfacción requería incrementar la actividad económica y el empleo.

De manera específica, la política sectorial buscaba convertir al país en el centro de distribución de energía regional, pues el contexto internacional mostraba un aumento de la demanda de hidrocarburos —especialmente de gas natural, debido a su naturaleza menos contaminante— y el país contaba con buenas perspectivas de incrementar sus reservas. En ese escenario resultaba particularmente importante asegurar el mercado de Brasil, mediante la negociación del contrato de exportación de gas natural y la implementación del nuevo gasoducto a ese país, y la apertura del mercado del norte de Chile.

Así, la capitalización de la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), constituía la forma de atraer inversiones para alcanzar el objetivo de convertir a Bolivia en el centro energético regional, a través del incremento de las reservas hidrocarburíferas y de la producción. Se concluía enfatizando que la única manera de darle valor a los recursos naturales era “monetizarlos” en los mercados de exportación².

Consecuentemente, la Ley de Hidrocarburos 1689 de 1996 excluye a YPFB de las actividades productivas, obligándole a firmar contratos de riesgo compartido con empresas extranjeras para la exploración y explotación de hidrocarburos. Aunque reitera el principio de que la propiedad de los hidrocarburos corresponde al Estado, otorga una libertad irrestricta de disposición de la producción a partir de la boca de pozo a las empresas transnacionales, lo que supone el control de la producción y la comercialización, principalmente de la exportación de hidrocarburos.

2. Miranda, Carlos. “La capitalización de YPFB. ¿Por qué?, ¿Para qué? y ¿Cómo?”, en *Capitalización de YPFB. Reforma de la Seguridad Social. Uso de los recursos de los bolivianos*, CEDLA, 1996.

La política en tiempos de los gobiernos neoliberales en Bolivia consistía, entonces, en dejar en manos de las empresas transnacionales el control de las áreas petroleras y el control de la cadena productiva, a cambio de entregar una fracción menor de las ganancias en forma de impuestos

Una norma posterior, la Ley 1731, realiza una reforma tributaria sectorial radical, al rebajar la regalía por la producción de hidrocarburos de 50% a 18% merced a una “reclasificación” de los recursos entre antiguos y nuevos, favoreciendo a las compañías que ingresarían como socias capitalizadoras de YPFB desde 1997.

Un actor principal que influyó de manera determinante en la política neoliberal fue la empresa petrolera brasileña Petrobras. Desde el año 1993 había venido negociando con YPFB un contrato de exportación de gas natural, el mismo que sufrió sucesivas modificaciones en los dos años siguientes. Poco antes de la aprobación de la Ley 1689, en el mismo mes de abril de 1996, el Decreto Supremo 24284 aprobaba el proyecto de Contrato de Asociación de YPFB con Petrobras para el bloque San Alberto, considerado el reservorio más importante de gas natural del país —aunque no tenía reservas certificadas— y que, como se verificó después, garantizaría las reservas necesarias para el contrato de exportación a ese país.

Consecuentemente, el contrato de exportación de gas natural al Brasil, entre YPFB y Petrobras, se firmó de manera definitiva en agosto de 1996 estableciendo un volumen contratado de 3,7 trillones de pies cúbico (Tcf, por sus siglas en inglés) para los veinte años de duración del mismo, volumen que se elevaría en una adenda posterior a 7,2 Tcf aproximadamente. Además, el mismo contrato establecía la obligación de ambas empresas para el financiamiento del gasoducto, cuya propiedad correspondería a ambas empresas en diferentes proporciones en las dos secciones: 85% de YPFB en la sección boliviana y 80% de Petrobras en la sección brasileña.

La política en tiempos de los gobiernos neoliberales en Bolivia consistía, entonces, en dejar en manos de las empresas transnacionales el control de las áreas petroleras y el control de la cadena productiva, a cambio de entregar una fracción menor de las ganancias en forma de impuestos, reducidos al mínimo para incentivarles a invertir en la extracción y exportación de hidrocarburos, especialmente de gas natural. Obviamente, esa política era presentada como favorable a los intereses nacionales y como un paso importante hacia la integración regional.

Desde 2001, los gobiernos y los partidos que se presentaron a las elecciones nacionales de años posteriores, propusieron pro-

fundizar esa política a través de la exportación de gas a los Estados Unidos, impulsando el proyecto del consorcio Pacific LNG—compuesto por Repsol YPF, British Gas y British Petroleum— dejando al país ingresos insignificantes: mientras el precio de exportación era de 1,77 dólares por millar de pie cúbico (Mpc), el proyecto señalaba un precio de 0,70 dólares/Mpc, correspondiendo al país sólo 0,13 dólares/Mpc por concepto de regalías.

El pueblo boliviano, especialmente la población de la ciudad de El Alto, se movilizó durante las históricas jornadas de la “Guerra del gas” de octubre de 2003 en contra de esa política, sus resultados y la amenaza de materializar el proyecto Pacific LNG. Esa lucha social cerró la etapa de gobiernos neoliberales y produjo un cambio radical en la política de hidrocarburos a través de la realización del Referéndum del Gas de 2004³ y la posterior aprobación de la Ley 3058 de Hidrocarburos en mayo de 2005.

LA POLÍTICA HIDROCARBURÍFERA DEL MAS Y SUS RESULTADOS

La asunción de Evo Morales al poder en 2006, provocó en la población la esperanza de que las políticas gubernamentales cambiarían radicalmente, empezando por la nacionalización del sector de los hidrocarburos —consigna central de las movilizaciones populares de 2003— y ampliándose a los demás sectores, en particular, a la explotación de recursos naturales no renovables. Las políticas del gobierno de Evo deberían, entonces, responder a la enorme expectativa popular y a las propias promesas de mejoramiento de las condiciones de vida de la población que había hecho durante su campaña electoral. Para ello debería asegurarse de contar con un enorme financiamiento fiscal que, dadas las condiciones históricas de la estructura económica nacional y las extraordinarias condiciones provocadas por el ciclo internacional de elevación de los precios de las materias primas, no podía provenir sino de la explotación de los recursos naturales no renovables, hidrocarburos y minerales.

La nacionalización sui-générés

En el caso de los hidrocarburos, las condiciones políticas internas habían evolucionado favorablemente para el MAS gracias a las luchas populares de 2003 que habían derivado en la aprobación de la Ley 3058, que determinaba una nueva distribución de la renta, de 50% para el Estado —18% de regalías y 32% de un nuevo impuesto denominado Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH)— y 50% para las compañías productoras.

3. El gobierno de Carlos Mesa, realizó la denominada “Campaña informativa del gas”, aseverando que el país contaba, entre probadas y probables, con reservas de gas natural que alcanzaban los 54.9 Tcf (Ministerio de la Presidencia, **Te toca a tí. El gas está en tus manos**, Campaña informativa del gas, s/f).

La aplicación de este nuevo régimen había tropezado con la resistencia de las compañías petroleras extranjeras y con la inde-

cisión de los dos gobiernos previos al de Morales. Para poner en vigencia el nuevo esquema tributario y en un contexto de incremento de precios internacionales del petróleo —al que se asociaba el precio de exportación del gas natural—, el gobierno aprobó el 1 de mayo de 2006 el DS 27801 Héroes del Chaco, en el que se “nacionalizaba” los hidrocarburos, aludiendo a los resultados del Referéndum vinculante sobre la política energética de 2004.

El DS 28701 establecía un 32% adicional de impuestos, como participación de YPFB, a la producción de los grandes campos gasíferos (productores de más de 100 millones de pies cúbicos de gas por días), por un período transitorio de 180 días, bajo la condición de que los contratos de riesgo compartido migrasen a los nuevos contratos establecidos en la ley y aprobados individualmente por el Poder Legislativo; asimismo, determinaba que YPFB asumía la comercialización de toda la producción de hidrocarburos y la administración de los campos de las compañías que no acataran la disposición anterior.

Los nuevos contratos a los que se acogerían las empresas establecerían, de manera individual, la participación del Estado y la de la operadora, sobre la base de auditorías que debía realizar el Ministerio de Hidrocarburos y Energía para determinar “las inversiones realizadas por las compañías, así como sus amortizaciones, costos de operación y rentabilidad obtenida en cada campo”.

Además de esta reforma impositiva, la nacionalización implicaba la recuperación de las empresas que habían sido privatizadas a través del proceso de capitalización o vendidas directamente a la vieja usanza. Esas empresas eran: en el *upstream* YPFB Andina y YPFB Chaco y en el *downstream* las refinerías Gualberto Villarroel de Cochabamba y Guillermo Elder Bell de Santa Cruz. Obviamente, al apegarse a una lógica legalista y también “pragmática”, Bolivia procedió a la compra de acciones de las empresas, en unos casos en un número suficiente para tener el 50+1 del paquete accionario y en otros adquiriendo la totalidad de las acciones que no estaban anotadas a nombre de los ciudadanos bolivianos y administradas por las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP).

Debe señalarse, además, que en el cálculo inicial de la participación de YPFB en los distintos campos no se tomó en cuenta los resultados de las auditorías encargadas por el gobierno y que establecían los montos reales de inversión de las empresas transnacionales y los costos de producción, datos esenciales para aplicar la tabla de distribución de utilidades, basada en un factor construido a partir del volumen de producción, el precio del hidrocarburo y la amortización de las inversiones. Inicialmente, las compañías extranjeras declararon, en el Anexo “G” de los contratos, un

monto total de inversión de 2.141,6 millones de dólares, aceptado por YPFB bajo la condición de revisarlos “de buena fe tomando en cuenta los resultados de las auditorías actualmente en proceso”.

Sin embargo, las auditorías realizadas por la Unidad de Fiscalización, Seguimiento y Control (UFSC) del Ministerio de Hidrocarburos y Energía dirigida por el Ing. Enrique Marica, concluían que el *Saldo de Inversión real al 30 de abril de 2006, era de 1.040,52 millones de dólares*, cifra obtenida luego de realizar ajustes de auditoría *por imputaciones incorrectas y la deducción de la amortización* a los 3.115,69 millones de dólares reportados por las empresas⁴. Posteriormente, la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos (EBH) aprobada en 2008, informó que tras la revisión de YPFB, la Inversión Conciliada —es decir, la que finalmente se tomó en cuenta— alcanzó los 2.911 millones de dólares⁵. Finalmente, en 2017 la Gerencia Nacional de Administración de Contratos de YPFB informaba, basándose en datos de las Auditorías Externas a los Costos Recuperables, que las Inversiones Capitalizadas de los nueve operadores, incluidas en el Anexo G de los contratos, sumaban 1.637,7 millones de dólares. De cualquier manera, debido a la diferencia entre la información de la UFSC y de las otras fuentes oficiales, la participación porcentual de la empresa estatal habría resultado disminuida favoreciendo a las empresas transnacionales.

El limitado alcance de la nacionalización en el control de la producción

La confirmación de que la reforma impuesta por la Ley 3058 de 2005 y ratificada en líneas generales por la nacionalización de 2006 consistió, fundamentalmente, en un cambio importante del régimen tributario que creó un nuevo impuesto equivalente al 32% del valor de venta de los hidrocarburos, es la información acerca de la propiedad de los principales campos en producción, que son, al mismo tiempo, los que poseen las mayores reservas certificadas. En el siguiente cuadro, puede observarse que en los cinco campos con mayor producción —controlan cerca del 90% de la producción total—, la participación estatal es minoritaria: en Margarita la estatal no tiene participación, en Sábalo y San Alberto posee la mitad de las acciones, en Itaú la filial YPFB Chaco tiene una participación de 4% y sólo en Yapacaní posee el 100% de las acciones.

Aquí, además, se debe anotar que la recuperación de la propiedad de las empresas petroleras privatizadas por los gobiernos neoliberales, afectó únicamente a las empresas Andina SA y Chaco SA: a la primera se le compró sólo el 1,1% de las acciones —del 50,7% que poseía— por un valor aproximado a los 6 millones de dólares, por lo que Repsol YPF E&P Bolivia S.A. mantiene el 48%

4. Miguel Delgadillo. *¿Inversiones Petroleras? 1996-2006*, CEADL–Fundación Libertad, 2012.

5. Ministerio de Hidrocarburos y Energía. *Estrategia Boliviana de Hidrocarburos*, 2008.

6. En <<https://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/bolivia-acuerda-pagar-us357-millones-pan-american-energy-por-nacionalizacion-de->>

de las acciones, y a la segunda la totalidad de su participación, equivalente al 51% de las acciones, pagando por ellas la suma de 357 millones de dólares⁶ (Cuadro 1).

Consecuentemente, en términos del volumen de la producción fiscalizada de gas natural y de la participación accionaria de las filiales de YPFB —Andina y Chaco—, la participación estatal resulta minoritaria: de acuerdo a la última información oficial por campo que proporcionó YPFB (primer semestre de 2015), la participación estatal alcanzó sólo al 28,8% de la producción total, frente al 71,2%. En años posteriores, considerando a estas dos empresas como operadoras de campos productores, su participación fue todavía más baja: en 2016 el 20,4% y en 2017 el 20,5%; explicable porque no se toma en cuenta la participación accionaria de Andina y Chaco en algunos campos, pero tampoco el hecho de que YPFB Andina pertenece en un 48% a la española Repsol.

Esta situación contradice radicalmente el discurso gubernamental acerca de la “nacionalización”, como un proceso que habría recuperado la soberanía en el manejo del negocio del gas natural, afectando los intereses del capital extranjero. Asimismo, explica, en gran parte, la presencia determinante de las empresas extranjeras en la definición de las políticas sectoriales, especialmente de aquellas referidas al desarrollo de reservas y la reforma paulatina de la distribución del excedente, merced a la imposición de incentivos y reconocimiento de costos a cargo del erario público.

Puede decirse, entonces, que el resultado neto de la “nacionalización” del gobierno de Evo Morales es el ingreso adicional en favor de YPFB, consistente en un porcentaje de la utilidad neta obtenida por la empresa operadora: en el período 2007-2018, ese porcentaje —adicional a lo dispuesto por la Ley 3058 de Hidrocarburos⁷ y la Ley 873 de Reforma Tributaria⁸— fue en promedio de 11%, correspondiente a la participación de YPF en las utilidades netas de los Contratos de Operación firmados en 2007 (Gráfico 1).

Los planes de convertir a Bolivia en centro energético regional

En 2007 se aprueba el Plan Nacional de Desarrollo “Bolivia Digna, Soberana, Productiva y Democrática para Vivir Bien”⁹ (PND), considerada la herramienta para desterrar la desigualdad y exclusión social, a través del “cambio del actual patrón de desarrollo primario exportador, que se caracteriza por la explotación y exportación de recursos naturales sin valor agregado, y de la constitución de un nuevo patrón de desarrollo integral y diversificado, consistente en la industrialización de los recursos naturales renovables y no renovables”. En esa dirección, el PND, que divide a los sectores económicos entre Estratégicos, generadores de exceden-

7. Incluye: Regalías, Impuesto Directo a los Hidrocarburos, Participación TGN y Patentes.

8. Incluye los impuestos a las Utilidades y otros gravados a las empresas operadoras.

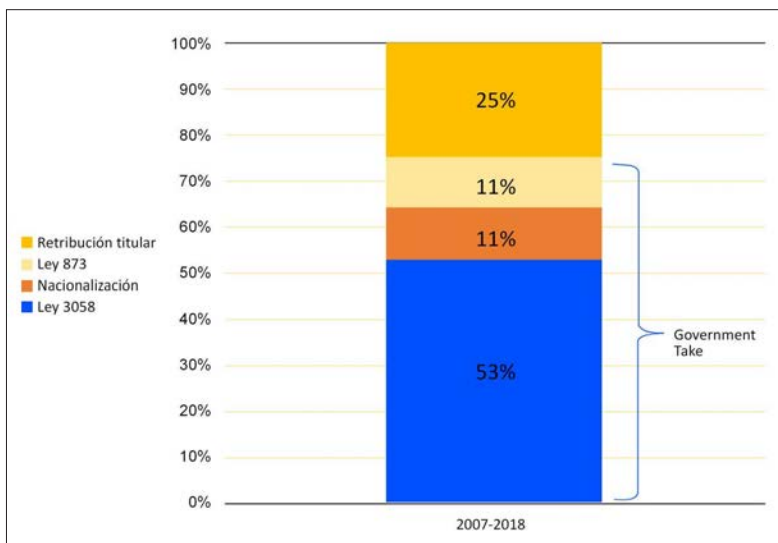
9. Aprobado el 12 de septiembre de 2007 mediante Decreto Supremo 29272.

Cuadro 1
Participación de las empresas en los principales campos en producción (porcentajes)

Campo	Petrobras	Repsol	Shell	Total Bolivia	PAE	Pluspetrol	Tecpetrol	Gasprom	Andina	Chaco
Sábalo	35%			15%			-		50%	
San Alberto	35%			15%			16,2*		50%	
Margarita-Huacaya		37,5%	37,5%		25%		-			
Yapacani							-		100%	
Itaú	30%		25%	41%			-			4%
Río Grande									100%	
Bulo Bulo										100%
Curiche						100%				
Vuelta Grande										100%
El Dorado Sur										100%
Incahuasi			50%				20%	20%		10%
Aquílo			50%				20%	20%		10%

Fuente: YPFB. Información Financiera. Contratos de Servicios Petroleros, 2019 y Boletín Estadístico Enero-junio 2015.

Gráfico 1
Participación estatal en el valor de ventas de hidrocarburos



Fuente: Elaboración propia con base en YPFB. Información Financiera Contratos de Servicios Petroleros, 2019.

tes, y Generadores de Ingresos y Empleo, atribuye al sector el carácter de “motor estratégico al generar excedente y divisas” para el desarrollo productivo nacional.

A pesar de reconocer la evidente contradicción entre el creciente papel del país como exportador de hidrocarburos y la permanencia de una matriz energética ineficiente, reflejada en su aguda dependencia de la importación de combustibles y la escasa provisión de hidrocarburos para el consumo interno, el PND destaca como grandes “potencialidades” la existencia de elevadas reservas de gas natural y petróleo (48,7 Tcf y 856,6 millones de barriles, respectivamente, suficientes para “cubrir por los próximos 20 años” la demanda interna y externa) y su “ubicación estratégica”, que le permitirían convertirse en “el centro energético de la región”. Un discurso muy parecido al de los gobiernos que ejecutaron la “capitalización” de YPFB en tiempos neoliberales¹⁰.

Posteriormente, en 2008, la EBH partía aceptando la existencia de 26,74 Tcf de reservas probadas y 22,03 Tcf de reservas probables, por lo que, considerando la Producción Total Medida de 1,06 Tcf entre 2006 y 2007, el país contaría el año 2008 con 47,7 Tcf de gas natural. Con esa elevada cifra de reservas, la EBH proyectó dos escenarios de producción y demanda, que alcanzaron cifras

10. Ver nota 1 de este artículo.

exorbitantes: la demanda interna para consumo e industrialización podría elevarse hasta máximos de 33,1 y 41,2 millones de metros cúbicos diarios —dependiendo del escenario—, mientras que la demanda externa de los dos mercados vigentes, Brasil y Argentina, llegarían a un máximo de 59,9 millones de metros cúbicos; como la producción podría incrementarse hasta, inclusive, un nivel máximo de 103,7 millones de metros cúbicos diarios, el país dispondría de un importante volumen de gas natural para buscar vender en otros mercados nuevos (Cuadro 2).

Hoy podemos reafirmar, a la luz de lo vivido, que esas proyecciones carecían de sustento y estaban sobredimensionadas porque se basaban en la existencia de un nivel de reservas inflado, que había sido determinado por empresas certificadoras sobre la base de información de las mismas operadoras transnacionales y favorable a sus intereses. Los niveles de producción efectivos, muestran que el nivel más alto que se alcanzó fue de 61,3 MMmcd en 2014 y que en 2017 —año en que la proyección de la EBH llegaba a su punto más alto con 103,7 MMmcd— la producción real fue de sólo 56,6 MMmcd.

A pesar de que el gobierno siempre descalificó, en el discurso, a las empresas operadoras y a las empresas certificadoras, utilizó esa información por conveniencia política y porque le permitía justificar la continuidad de la política de monetización acelerada de las reservas a través de la exportación, inaugurada por los gobiernos que le precedieron.

El gobierno, en particular los autores de la EBH, no sólo hizo oídos sordos a las advertencias hechas por las auditorías de la UFSC —que señalaban que las reservas habían sido arbitrariamente incrementadas y que en 2005 se contaba sólo con 19,4 Tcf de reservas probadas y no con 26,7 Tcf, como aseguraba la empresa De Golyer & Mac Naughton (DG&MN)—, sino que habrían rechazado una nueva certificación de la misma certificadora DG&MN que habría calculado un volumen de sólo 12,8 Tcf de reservas probadas al 31 de diciembre de 2005¹¹. Finalmente, un documento elaborado por el Ministerio de Hidrocarburos (MHE) en 2011, establecía que al 30 de abril de 2006, las reservas probadas de gas natural alcanzaban los 13,74 Tcf, mucho menores que los 26,7 que la EBH sostenía para el 2005, incluso restando la producción del año previo¹².

A pesar de reconocer la evidente contradicción entre el creciente papel del país como exportador de hidrocarburos y la permanencia de una matriz energética ineficiente, el PND destaca como grandes “potencialidades” la existencia de elevadas reservas de gas natural y petróleo y su “ubicación estratégica”, que le permitirían convertirse en “el centro energético de la región”

Cuadro 2
Proyección Oferta y Demanda de Gas Natural 2008-2026 (MMmcd)

ESCENARIO BAJO	2008	2009	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2026
MI + Industrialización	7,4	8,0	8,7	25,0	28,2	29,2	29,3	30,0	30,0	33,1	33,0
ME	32,6	36,6	38,0	59,9	59,9	59,9	59,9	59,9	28,8	28,8	28,8
Total demanda	40,0	44,6	46,7	84,9	88,1	89,1	89,2	90,2	58,8	61,9	61,8
Producción	40,1	44,8	46,9	96,8	100,0	103,7	102,5	101,1	101,6	88,4	83,0
Otros mercados	0,1	0,2	0,2	11,9	11,9	14,6	13,3	10,9	42,8	26,5	21,2
ESCENARIO ALTO											
MI + Industrialización	7,6	8,4	9,4	26,5	30,7	31,9	32,7	34,0	35,4	40,6	41,2
ME	32,6	36,2	37,3	59,9	59,9	59,9	59,9	59,9	28,8	28,8	28,8
Total demanda	40,2	44,6	46,7	86,4	90,6	91,7	92,6	93,9	64,1	69,3	69,9
Producción	40,1	44,8	46,9	96,8	100,0	103,7	102,5	101,1	101,6	88,4	83,0
Otros mercados	0,1	0,2	0,2	10,4	9,4	11,9	9,9	7,2	37,5	19,1	13,1

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía, Estrategia Boliviana de Hidrocarburos, 2008.

Exploración con inversión extranjera:

Áreas reservadas y contratos de servicios

La EBH, en consonancia con el objetivo de generar rentas fiscales a partir del incremento de la producción y comercialización de hidrocarburos, se planteó “una política de exploración agresiva en todo el territorio nacional” con base en el incentivo de la inversión. En ese sentido, debería velar por el desarrollo de acciones de exploración, de control de reservorios y de información hidrocarburífera.

El incentivo a la inversión en exploración contemplaba dos escenarios: el de los contratos de operación suscritos y el desarrollo de nuevos contratos en las áreas reservadas para YPFB. En el primer caso, el Estado a través de YPFB y el MHE deberían realizar eficientemente sus tareas de fiscalización: seguimiento técnico de las operaciones, evaluación del cumplimiento de los Programas de Trabajo comprometido por las operadoras y evaluación de los reservorios y reglamentación de su gestión, según prácticas internacionalmente aceptadas. Asimismo, debería generar información sobre las áreas protegidas a través de estudios sobre tecnologías adecuadas y estudios sociales, culturales y económicos, para impulsar alternativas de exploración en las mismas. Finalmente, se debería impulsar la formación de recursos humanos en exploración hidrocarburífera.

En el caso de las áreas reservadas para YPFB, se abrogó el DS 28567 de noviembre de 2005 mediante el DS 29130 de mayo de 2007 que determinaba que las tareas de exploración se podrían realizar de manera directa por la empresa estatal o mediante la conformación de Sociedades Anónimas Mixtas, bajo la condición de que la participación de YPFB alcance, en todos los casos, al menos el 50%+1 de las acciones. Para ello, las compañías privadas deberían cumplir alguno de estos tres requisitos: ser empresas de países con los que el Estado boliviano hubiese suscrito acuerdos o convenios de cooperación energética, ser empresas que hubiesen suscrito convenios de estudio y cuyos resultados fueron favorables y ser empresas que hubiesen ganado una Licitación Pública Internacional.

Como el Reglamento de Licitación de Áreas para exploración o explotación, aprobado en 2005 mediante DS 28398, apegándose a la Ley 3058 imponía como única forma para adjudicar áreas libres la Licitación Pública Internacional —prohibiendo expresamente “modalidades de adjudicación por invitación directa o por excepción”—, pero también excluía de dicha prohibición a las áreas reservadas a YPFB, el gobierno, enfrentado a la necesidad de garantizar los niveles de reservas y de producción de gas para la exportación y a la evidente debilidad operativa de

11. Carlos D'Arlach. **Exploración, demanda y reservas de hidrocarburos**, Tarija, noviembre de 2015 (presentación en power point). Posteriormente, en un informe oral a la Comisión de Economía Plural de la Cámara de Diputados, el presidente de YPFB Carlos Villegas admitió que para fines de 2009 las reservas probadas eran menores a 12,8 Tcf (El País de 5/11/2010). El experto Hugo del Granado, en un artículo de 2010 titulado **Las reservas de gas**, señalaba que la certificación de diciembre de 2005 de DG&MN informaba de 15 Tcf de reservas probadas de gas natural (El Día de 8/10/2010).

12. Ministerio de Hidrocarburos y Energía. **Campos gasíferos y petrolíferos de Bolivia**, diciembre de 2011.

la estatal YPFB, recurrió al expediente de incrementar las áreas reservadas para YPFB para concederlas bajo nuevos Contratos de Servicios a empresas extranjeras con capacidad financiera y técnica para realizar actividades de exploración. De esa forma, desde 2007 hasta 2017, el número de áreas se incrementó de 21 a 100 y su extensión se amplió de 3,6 millones de hectáreas hasta 26,2 millones de hectáreas equivalentes al 24% del territorio nacional¹³.

Esta desesperada extensión de las áreas reservadas en favor de YPFB, debido a su amplitud y a que se orientó a ampliar la frontera hidrocarburífera tanto en zonas tradicionales como no tradicionales, acabó afectando a la mitad de las Áreas Protegidas Nacionales del país, al sobreponer las áreas de exploración: de 22 áreas protegidas, 11 contienen áreas reservadas para la exploración petrolera involucrando el 17,9% de su superficie, equivalente a poco más de 3 millones de hectáreas. Como, además, existe una sobre posición de áreas protegidas y Territorios Indígenas, 37 de 58 de éstos son afectados por las áreas reservadas para la exploración petrolera¹⁴ (Mapa 1).

Basándose en un Acuerdo de Cooperación Energética con Venezuela —aprobado mediante las leyes 3429 y 3430 de 2006 y ratificado con la Ley 37565 de octubre de 2007—, YPFB y PDVSA fundaron YPFB Petroandina S.A.M. en agosto de 2007, con una participación de la empresa estatal boliviana del 60% de las acciones.

De esa manera, Petroandina firmó con YPFB dos contratos “para la exploración y explotación en áreas reservadas” en 2008¹⁵ —leyes 3910 y 3911 de 17 de julio de 2008—, mediante los cuales obtuvo doce áreas reservadas: cinco en zonas no tradicionales de los departamentos de La Paz, Cochabamba y Beni, con una superficie total de 2.600.000 hectáreas y siete en zonas tradicionales de Tarija, con una superficie total de 420.100 hectáreas.

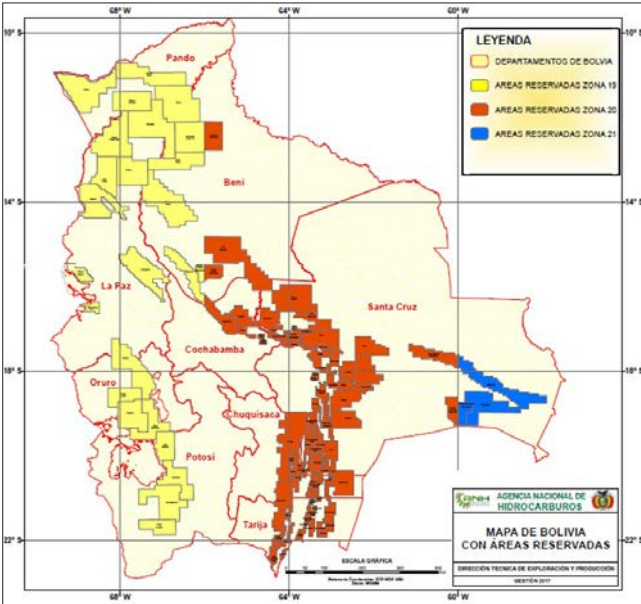
En el año 2016, después de verificarse el fracaso de la exploración en Lliquimuni, en el norte del departamento de La Paz, la empresa PDVSA abandonaba el país. De las áreas que se había adjudicado, algunas permanecen en fase de exploración a cargo de otras empresas extranjeras —el caso destacado es el de Iñiguazú, con un nuevo contrato firmado en 2018, en el que operarán tres empresas extranjeras y dos filiales de YPFB— o de YPFB a través de sus filiales —como en el área Aguaragüe Centro a cargo de YPFB Chaco SA— o de YPFB casa matriz en el área Aguaragüe Norte. Según la Memoria 2013-2014 de Petroandina, en ese período ya se habían invertido más de 266 millones de dólares, correspondiendo el 55% de ese monto al aporte de PDVSA. Sin embargo, en un estudio publicado en 2018 por un senador¹⁶, se señala que según información del Ministerio de Hidrocarburos, Petroandina

13. Los decretos que modificaron el número y la extensión de las áreas fueron: DS 29130 de 2007, 21 áreas; DS 29226 de 2007, 33 áreas; DS 676 de 2010, 56 áreas; DS 1203 de 2012, 98 áreas; DS 2549 de 2015, 99 áreas y DS 3107 de 2017, 100 áreas.

14. Jiménez Georgina. Territorios indígenas y áreas protegidas en la mira, Cedib, 2013.

15. Ley 3910 y Ley 3911 de 17 de julio de 2008.

Mapa 1
Bolivia y áreas reservadas



Fuente: ANH

habría invertido en exploración 2D, 3D y perforación 510 millones de dólares y en las otras áreas 190 millones de dólares.

YPFB también firmó contratos de servicios petroleros de exploración: con la empresa china Eastern Petroleum & Gas S.A. en el área Sanandita; con la francesa Total E&P Bolivie y la rusa GP Exploración y Producción, sucursal de Gazprom, en el área Azero; con la brasileña Petrobras Bolivia S.A. en el área Cedro y con la inglesa BG Bolivia Corporation (Sucursal Bolivia) en el área Huacareta, contratos en los que se especificaba que de ser positivos los resultados de búsqueda de reservas comerciales, se constituirían Sociedades de Economía Mixta y se autorizaba aportes por poco más de 24 millones de Bolivianos para las cuatro nuevas empresas. De estos contratos, el contrato con la china Eastern Petroleum & Gas SA no prosperó y el área fue devuelta al Estado.

Queda claro, entonces, que la EBH se orientaba a facilitar la suscripción de contratos de exploración y explotación —que, por norma, deberían ser autorizados por el Parlamento Nacional— habilitando vías para atraer inversiones privadas más expeditas que la Licitación Pública Internacional, aprovechando la exclusión de

16. Oscar Ortiz Antelo.
Estimación de reservas de gas de Bolivia, abril de 2018.

la obligación de realizar licitaciones que la Ley 3058 hacía para las áreas reservadas en favor de YPFB.

En particular, permitía el ingreso de empresas operadoras a una fase preliminar de exploración —los denominados convenios de estudio, que se extendían por 12 meses—, cuyos resultados las habilitaban para postular a un contrato de servicios de exploración y explotación; asimismo, permitía la participación, en condición de socios, de empresas provenientes de países como Venezuela, Ecuador, Irán y Rusia, encabezados por gobiernos políticamente afines al gobierno de Evo Morales.

Desde 2008, YPFB firmó 21 contratos de servicios petroleros para la exploración y explotación en diversas áreas reservadas de la misma empresa. De estos, 11 podrían desembocar en la estructuración de sociedades mixtas para la fase de explotación, dependiendo de si la fase de exploración identificase reservas comerciables. El resto de los contratos corresponden áreas a ser exploradas y explotadas por una o las dos filiales de YPFB: YPFB Andina S.A. y/o YPFB Chaco S.A., en la primera de las cuales la española Repsol detenta 48% de las acciones. Las áreas que podrían ser operadas explotadas por empresas mixtas abarcan una superficie de 5.429.415 hectáreas, equivalentes al 88% de la superficie total de las áreas bajo contrato (Cuadro 3).

La caída de las reservas y el retorno a la realidad

Toda la “planificación” oficial se vino abajo en 2010 cuando la certificadora Ryder Scott entregó la información de las reservas de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2009, las que, en el caso del gas natural, alcanzaban sólo a 9,9 Tcf probadas y 3,7 Tcf probables.

Sorpresivamente, en 2009 —luego de declararse desiertas las licitaciones para contratar a una empresa certificadora los tres años previos¹⁷—, la certificación realizada por la empresa Ryder Scott, arrojó como resultado que las reservas habían caído abrupta y dramáticamente, pasando de un volumen récord de 63,9 Tcf para 2005 a sólo de 19,9 Tcf a diciembre de 2009. Esa enorme reducción de las reservas probadas no se ha explicado hasta ahora de manera consistente. Desde diferentes perspectivas e intereses, se han lanzado explicaciones que aluden, principalmente, a dos razones: la manipulación por parte de las empresas transnacionales del volumen de las reservas con el objetivo de valorizar sus acciones en las bolsas de valores externas¹⁸ y la excesiva e irresponsable explotación de gas al costo, inclusive, de dañar algunas estructuras geológicas y perder la posibilidad de recuperación de los hidrocarburos (Gráfico 2).

17. Página Siete, “Certificación de reservas de gas se conocerá hasta junio 2018”, 27/9/2017.

Cuadro 3
Contratos de Servicios para la Exploración y Explotación en Áreas Reservadas de YPFB

	Fecha	Ley	Área	Empresas	Superficie (has)
2018	10/09/2018	1081	Iñitiguazú	YPFB Andina SA, YPFB Chaco SA, Shell Bolivia Corporation Sucursal Bolivia, Repsol E&P Bolivia SA, PAE E&P Bolivia Limites	64.375,00
	07/04/2018	1050	Astillero	YPFB Chaco SA, Petrobras Bolivia SA	21.093,75
	07/04/2018	1049	San Telmo Norte	YPFB Chaco SA, Petrobras Bolivia SA	95.250,00
2017	09/06/2017	958	Itacaray	YPFB Chaco SA	58.750,00
	09/06/2017	957	Agüaragüe Centro	YPFB Chaco SA	49.125,00
	09/06/2017	955	Charagua	YPFB Exploración & Producción de hidrocarburos de Bolivia SA	99.250,00
	27/03/2017	918	ADENDA Huacareta	BG Bolivia Corporation	453.750,00
2015	27/11/2015	762	Carohuaicho 8C	YPFB Chaco SA, YPFB Andina SA	97.500,00
	04/05/2015	683	Carohuaicho 8D	YPFB Andina SA	100.000,00
	09/04/2015	672	Oriental	YPFB Chaco SA, YPFB Andina SA	96.875,00
	09/04/2015	671	Carohuaicho 8A	YPFB Chaco SA, YPFB Andina SA	98.750,00
	09/04/2015	670	Carohuaicho 8B	YPFB Chaco SA	100.000,00
	26/12/2013	471	Isarsama	YPFB Chaco SA	28.750,00
2013	26/12/2013	470	San Miguel	YPFB Chaco SA	1.250,00
	26/12/2013	469	El Dorato Oeste	YPFB Chaco SA	86.250,00
	26/12/2013	468	Huacareta	BG Bolivia Corporation	453.750,00
	26/12/2013	467	Cedro	Petrobras Bolivia SA	99.775,00
	20/09/2013	405	Azero	Total E&P Bolivie, GP Exploración y Producción SL	785.625,00
	17/05/2013	380	Sanandita	Eastern Petroleum & Gas SA	11.875,00
2008	16/07/2008	3911	Séure, Madidi, Chispani, Lliquimuni, Chepite	Petroandina SAM	2.924.570,94
			Agüaragüe Norte, Agüaragüe Centro, Agüaragüe Sur A, Agüaragüe Sur B, Ináu, Iniguazi, Tiaca	Petroandina SAM	420.100,00
			Total		6.146.664,69

Fuente: Leyes promulgadas por la Asamblea Legislativa.

18. Esa es la versión del economista Ramiro Víctor Paz y del exministro de Hidrocarburos, Andrés Soliz Rada, por ejemplo.

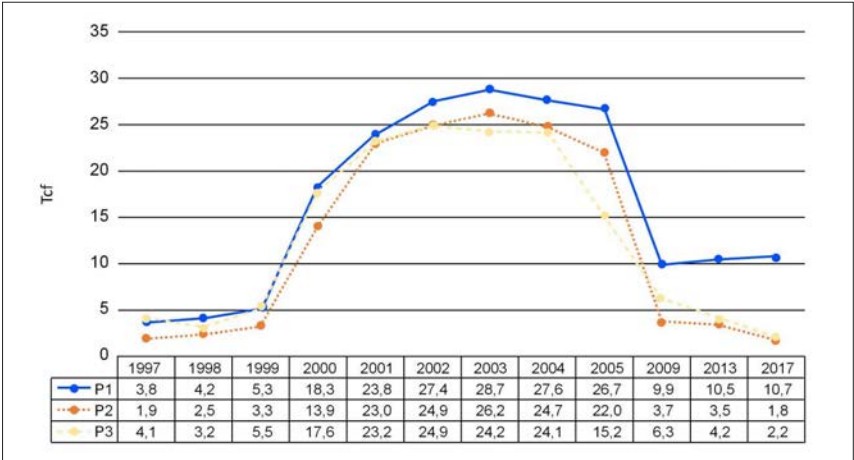
19. YPFB, Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos, en: <<https://www.ypfb.gob.bo/es/transparencia/informes-tecnicos/9-ypfb-corporacion/955-cuantificaci%C3%B3n-y-certificaci%C3%B3n-de-reservas-de-hidrocarburos.html>>

La actual certificación realizada por la empresa canadiense Sproule International Limited, consigna un volumen de 10,7 Tcf Reservas Probadas de gas natural, 12,5 Tcf de Reservas Probadas + Probables y 14,7 Tcf de Reservas Probadas + Probables + Posibles para el 31 de diciembre de 2017. Esta certificación, además, consistió en la evaluación de 60 campos productores de hidrocarburos y la consecuente asignación de reservas de gas para 37 campos¹⁹.

La evolución de las reservas durante el gobierno del MAS despierta susceptibilidades, entre otras, por las siguientes circunstancias: el volumen de gas repuesto en los dos períodos intermedios de cuatro años, es curiosamente similar: 3,04 Tcf y 3,3 Tcf y, lo que también resulta extraño, la certificación de las reservas probadas a diciembre de 2013 y de 2017, se realiza cuando las reservas remanentes alcanzan el mismo volumen: 7,41 Tcf. (Gráfico 3)

Lastimosamente, la información del gobierno sobre la certificación de las reservas ha sido incompleta en los dos últimos procesos, por lo que no es posible saber en qué campos existentes o nuevos se han descubierto los nuevos reservorios que, según la versión oficial, sostendrían un nivel similar de reservas a lo largo de la última. Como se puede observar en el siguiente cuadro, la concentración de las reservas en los llamados megacampos Margarita/Huacaya, San Alberto/Itaú, Sábalo e Incahuasi, es notable

Gráfico 2
Reservas de gas natural al 31 de diciembre de cada año
(Trillones de pies cúbicos)



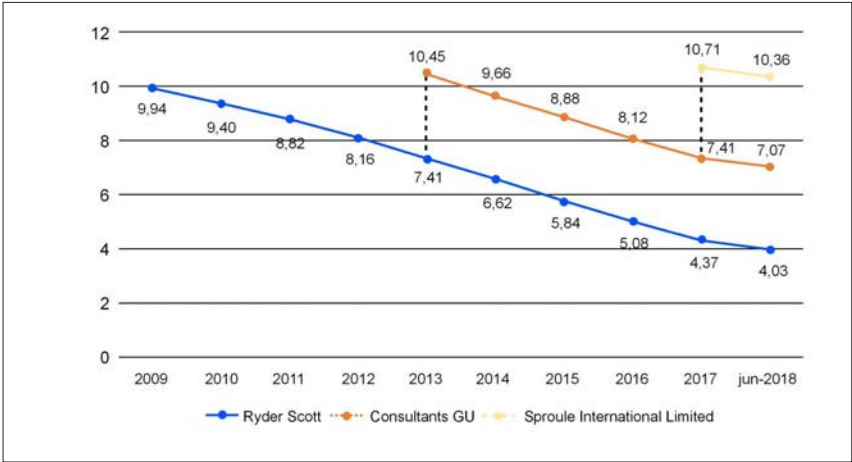
Fuente: Elaboración propia con base en información de YPFB.

y creciente en el tiempo: de 2004 a 2013, el porcentaje de participación de esos campos en el total de reservas probadas de gas natural habría subido de 72% a 88%. Considerando esa situación y tomando en cuenta que, después de Incahuasi, no se ha realizado otro descubrimiento de magnitud, no resulta verosímil que las reservas probadas se encuentren en campos diferentes a los megacampos (Cuadro 4).

Contradictoriamente, el gobierno ha insistido en la versión de que durante su gestión no solo se habría repuesto el gas extraído, sino que se habría descubierto nuevos reservorios importantes, aunque sin dar mayores detalles. Así el ministro Luis Alberto Sánchez se adelantó a señalar una estimación cercana al volumen reportado posteriormente por la certificadora: “Según los datos del sector hidrocarburífero, Bolivia certificó en 2013 un total de 10,45 Tcf. De esa cantidad, se consumió, en 2014, 0,65 Tcf; en 2015 fue de 0,78 Tcf; y en 2016, un total de 0,75 Tcf. Con los nuevos descubrimientos (Los Sauces, Boquerón, etc.) y reservorios (Santa Rosa y Margarita de Huacaya), se estima que habrá 1,42 TCF de gas. El Gobierno calcula, entonces, que la certificación hasta diciembre de 2017 corroborará los 10,5 TCF”²⁰.

De acuerdo a declaraciones de ejecutivos de la empresa certificadora, así como de autoridades del gobierno, el actual nivel de reservas podría calificarse de “excelente” debido a su índice de vida de más de catorce años, tomando en cuenta los 10,7 Tcf y

Grafico 3
Reservas probadas de GNL a diciembre 31 de cada año
(En MMpc)



Fuente: elaboración propia con base en información de MHE, YPFB y medios de prensa.

Cuadro 4
Certificación de reservas de gas natural por campos (En Tcf)

	D&M	2006 MHE	RS 2009	GLI 2013	SPROULE 2017
Megacampos	18,79%	9,72%	8,86%	9,16%	
Chaco-Andina	2,97%	2,89%	1,02%		
Resto	4,25%	1,13%	0,36%	1,30%	
Total	26,01%	13,74%	10,23%	10,46%	10,7%
Megacampos	72,2%	70,7%	86,6%	87,6%	
Chaco-Andina	11,4%	21,0%	9,9%	0,0%	
Resto	16,3%	8,2%	3,5%	12,4%	
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: D&M, *Reserves of certain reservoirs in Bolivia*, abril 2005; MHE, *Campos gasíferos y petrolíferos de Bolivia*, diciembre 2011; RS, *Campos Mayores de Gas Volúmenes Técnicos*, 2010; Oscar Ortiz Antelo, *Estimación de reservas de gas de Bolivia. Al 31 de diciembre de 2017*, 2018; YPFB, *Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos*, 2018.

un consumo promedio anual de 0,7 Tcf. Sin embargo, pese a este índice de vida “excelente”, si tomamos en cuenta que el volumen que todavía falta enviar a Brasil y Argentina es de 5,46 Tcf, el mismo que debería ser exportado hasta el año 2026, quedarían 5,24 Tcf, volumen a todas luces insuficiente para cubrir la demanda de nuevos contratos de magnitud similar a los que están por concluir y la demanda del mercado interno.

Consecuentemente, la tipificación de la empresa Sproule del actual nivel de las reservas como “excelente”, no guarda relación con sus verdaderas perspectivas cuando se toma en cuenta la dinámica real del mercado del gas boliviano y está lejos de garantizar la sostenibilidad de la producción gasífera y de las rentas que provee a la economía (Cuadro 5).

Ahora bien, ante la insistente versión oficial de que las reservas probadas se habrían incrementado gracias a la inversión de las empresas en exploración, es necesario revisar brevemente la información pertinente, para ver si el optimismo gubernamental está fundamentado. En efecto, el ministro Alberto Sánchez afirmaba, sin aclarar los términos y los números, que “seguramente vamos a tener un número parecido a 10,45 TCF, por qué, porque hemos invertido cerca de 11 mil millones de dólares, hemos perforado creo que 89 pozos exploratorios y 160 en desarrollo, hemos construido prácticamente plantas de gas, la capacidad de procesamiento hemos duplicado de 60 a 110, entonces ha sido una ges-

Cuadro 5
Situación de los contratos de exportación de gas
natural (en Tcf)

	Brasil 1999 - 2019	Argentina 2007 - 2026
Volumen contratado	7,16	5,08
Entregado a diciembre 2017	5,47	1,31
Saldo	1,69	3,77
Megacampos	72,2%	70,7%
Chaco-Andina	11,4%	21,0%
Resto	16,3%	8,2%
Total	100,0%	100,0%

Fuente: elaboración propia con base en contratos con Brasil y Argentina e información estadística del INE y YPFB.

ción muy importante”²¹; inclusive, en otra declaración, el mismo funcionario eleva esa suma hasta los 13 mil millones de dólares²².

Contrariamente, los datos oficiales dan cuenta de un nivel sustancialmente menor destinado a la exploración, tanto por parte de la empresa estatal como de las empresas operadoras (Cuadro 6).

Así, la información oficial revela que las inversiones en el *Upstream* en los doce años de gobierno sumaron 8.463 millones de dólares y no 11 o 13 mil millones de dólares. Los 13.000 millones corresponderían, en realidad, al total de inversiones en el sector, es decir tanto en el *Upstream* como en el *Downstream*²³. En consecuencia, la inversión total en el *Upstream* significaría el 63% del total sectorial y la inversión en exploración sólo el 16%, es decir 2.123 millones de dólares.

La inversión acumulada durante estos últimos doce años en tareas del *Upstream*, es mayor que la inversión realizada en los siete años del período 1998-2005, que sumó 3.080 millones de dólares. Por tanto, en el período anterior se invirtió un promedio anual de 385 millones de dólares, en cambio en el período del actual gobierno se invirtió 705 millones de dólares por año, en promedio.

Sin embargo, la relación entre inversiones destinadas a exploración y a explotación, favorece al primer período: mientras en el período neoliberal las inversiones en exploración constituyeron el 49% del total y las inversiones en explotación el 51%, en el actual período de gobierno, las inversiones en exploración sólo fueron el 25% del total de inversiones en el *Upstream*. Esta situación, vuelve a confirmar que las empresas operadoras aceleraron la monetización de las reservas hidrocarburíferas mediante la explotación

21.Money.com, “Ministro Sánchez estima que reservas certificadas pueden llegar a 10,45 TCF”, en <<https://www.money.com.bo/hidrocarburos/3048-ministro-sanchez-estima-que-reservas-certificadas-pueden-llegar-a-10-45-tcf>>

22.ABI, “Presidente: Las reservas de gas garantizan bienestar de los bolivianos”, 9/9/2018.

23.Así lo declaraba el Presidente de YPFB, Óscar Barriga. *El Deber*, “YPFB afirma que destinó más de \$us 7.000 millones a exploración”, 30/08/2018.

Cuadro 6
Inversión anual en exploración y explotación de hidrocarburos (en millones de dólares)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Exploración	73	41	81	147	96	214	138	164	262	274	340,4	293,4	2.123,8
Explotación	130	171	211	325	479	658	777	844	965	922	551,1	306,38	6.339,5
	203	212	292	472	575	872	915	1.008	1.227	1.196	891,5	599,8	8.463,3

Fuente: elaboración propia con base en YPFB, Plan Estratégico Corporativo (PEC) 2015-2019; VMEEH, Rendición de cuentas inicial 2016; YPFB, Rendición de cuentas 2016-2017; YPFB; Rendición de cuentas 2017-2018

y exportación, relegando a segundo plano la restitución y crecimiento de los yacimientos, dando como resultado el escaso descubrimiento de nuevas reservas.

Como el comportamiento de la inversión en exploración contradice la versión oficial de incremento de las reservas, probablemente una explicación plausible se la pueda encontrar en las características de los métodos de medición y certificación utilizadas por las empresas contratadas para tal fin.

Incentivos económicos para las transnacionales petroleras

El gobierno, en cumplimiento de la Ley 3058, dispuso muy temprano, en diciembre de 2006, el pago de incentivos a las empresas petroleras. Con el DS 28984, se estableció un régimen de incentivos a la producción de petróleo y gas en los campos marginales: se pagaría hasta 13 dólares por barril de petróleo producido en esos campos para posibilitar la provisión de ese hidrocarburo a las refinerías nacionales y se asignaría con carácter prioritario mercados de exportación para el gas natural de los mismos.

Posteriormente, frente a la caída de la producción de crudo, el incremento de la subvención estatal a la importación de gasolinas y diésel y con el propósito de incentivar las inversiones en exploración y el aumento de las reservas, se dispuso en varias ocasiones incentivos a las empresas productoras.

En 2010, mediante el DS 748 del 26 de diciembre, el gobierno nacional dispuso el incremento de las alícuotas del Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados (IEHD) en niveles elevadísimos, de modo que provocaban el incremento de los precios de los combustibles para el consumidor en 83% en el caso del diésel oil y en 73%, en el de la gasolina especial. Este intento, bautizado popularmente como “gasolinazo”, fue frustrado por la movilización sociales en Navidad del 2010. El gobierno pretendía elevar el precio de los combustibles comercializados en el mercado interno aumentando la alícuota del Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados (IEHD), hasta niveles similares a los vigentes en otros países, para financiar un pago adicional de 31 dólares por barril a los operadores mediante un fondo creado expresamente para ese fin.

Las empresas operadoras aceleraron la monetización de las reservas hidrocarburíferas mediante la explotación y exportación, relegando a segundo plano la restitución y crecimiento de los yacimientos, dando como resultado el escaso descubrimiento de nuevas reservas

El año 2012, mediante la Ley 233 de abril de 2012 —modificaciones al Presupuesto General del Estado— y su decreto re-

glamentario, DS 1202, el gobierno retomó su decisión de otorgar incentivos a las empresas petroleras e instituyó un incentivo de 30 dólares por barril de crudo producido en campos petrolíferos mediante Notas de Crédito Fiscal, emitidas por el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

Finalmente, la Ley 767 de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera de diciembre de 2015²⁴, estableció un nuevo esquema completo de incentivos, consistente en: incentivo de 30 a 50 dólares por barril de crudo producido en Zona Tradicional y de 35 a 55 dólares por barril de crudo producido en Zona No Tradicional; incentivo para petróleo condensado producido en nuevos campos o nuevos reservorios de 30 a 50 dólares por barril producido en Zona Tradicional y de 35 a 55 dólares por barril producido en Zona No Tradicional; incentivo para petróleo condensado adicional en campos en actual producción, de 0 a 30 dólares por barril; incentivo para campos de gas secos, marginales y/o pequeños, consistente en la asignación prioritaria de mercados de exportación de gas natural. Para ello, se creó el Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera (FPIEEH), financiado con el 12% del IDH, antes de su distribución a Entidades Territoriales Autónomas, Universidades y todos los beneficiarios establecidos por las leyes 3058 y 3322.

De acuerdo a información del Ministerio de Hidrocarburos²⁵, de 2007 a mayo de 2018 se habría pagado un monto acumulado de 259,6 millones de dólares en aplicación de los DS 28984 y DS 1202 y de la Ley 767. Asimismo, informa que el FPIEEH habría acumulado en su cuenta especial en el Banco Central de Bolivia, un monto de 359.67 millones de dólares hasta diciembre de 2018.

OTRAS CONDICIONES FAVORABLES PARA INCENTIVAR LA INVERSIÓN PETROLERA

En la misma línea de incentivar la inversión de las compañías petroleras, el gobierno promulgó, en julio de 2016, la Ley 817, modificando la disposición de la Ley 767 de 2015 que determinaba que la suscripción de una adenda a un contrato que llega a su fecha de conclusión —con la finalidad de continuar explotando las reservas certificadas existentes—, debería realizarse con cinco años de anticipación a la fecha de conclusión de contrato. Así, se determina que ese plazo no se aplica a aquellos titulares de campos con producción al 11 de diciembre de 2015 que se comprometían a invertir 300 millones de dólares en actividades de exploración o 500 millones de dólares en explotación destinadas a incrementar la producción del área en cuestión en los siguientes cinco años. De esa manera, se establece la posibilidad de que se amplíe la vigencia de los contratos de operación por el tiempo suficiente para

24. Reglamentado por el DS 2830 de 6 de julio de 2016 y el DS 3722 de 21 de noviembre de 2018.

25. Ministerio de Hidrocarburos, Rendiciones públicas de cuentas Final 2017-Inicial 2018 y Final 2018-Inicial 2019.

explotar la totalidad de las reservas remanentes. Obviamente, el propósito de esta ley es la de inducir a las empresas operadoras a comprometer nuevas inversiones, en un escenario de disminución de la producción y de las reservas certificadas del país.

En mayo de 2015, mediante DS 2366 el gobierno abrió las áreas protegidas a la actividad petrolera, modificando virtualmente la naturaleza de la Ley de Medioambiente, pues la nueva norma permite, en el caso de hallarse prospectos comerciales para su explotación, la “revisión de los instrumentos de planificación u ordenamiento espacial del Área Protegida, para su adecuación y/o actualización” a petición de la empresa petrolera. Todo ello, a cambio de la transferencia de recursos equivalentes al 1% de la inversión, destinado a tareas de “gestión ambiental integral y el fortalecimiento prioritario del Sistema Nacional de Áreas Protegidas”.

La implementación de esta norma favorable a la penetración del capital transnacional en dichas áreas provocó inmediatamente un impulso importante a la exploración petrolera: el gobierno anunció ese año el inicio de labores de exploración en seis áreas protegidas: Iñaño (Chuquisaca), Carrasco (Cochabamba), Ambo-ró Espejos (Santa Cruz), Aguaragüe y Tariquia (Tarija), Pilón Lajas (Beni), Tipnis (entre Cochabamba y Beni) y en el Madidi (La Paz)²⁶ y la elaboración de una guía técnica con pautas de control para la exploración, a cargo del Ministerio de Medio Ambiente y Agua, YPFB y el Ministerio de Hidrocarburos. En consonancia con esa lógica, ya en abril de ese año el gobierno había impulsado la aprobación de los proyectos de ley que autorizaron los contratos petroleros en las áreas Carohuaicho 8A y Carohuaicho 8B, sin realizar la consulta a los pueblos indígenas²⁷.

En marzo de 2015, el gobierno aprobó el DS 2298, cambiando sustancialmente el procedimiento del proceso de consulta y participación para actividades hidrocarburíferas establecido por el DS 29033 de 2007²⁸. En primer lugar, esta nueva disposición modifica la convocatoria a los Pueblos Indígenas Originarios y Comunidades Campesinas (PIO-CC) a la reunión preliminar por parte del Ministerio de Hidrocarburos: establece tres convocatorias con plazos perentorios (15, 10 y 10 días, respectivamente), determina que las convocatorias puedan ser hechas mediante medios de comunicación y no necesariamente a través de comunicación directa, y determina que, de no realizarse la reunión para coordinar la metodología y el cronograma de la consulta, quedaría en manos del MHE la definición de ambos. En segundo lugar, determina que, de realizarse la reunión preliminar, después de dos intentos frustrados para definir la metodología y el cronograma, será el MHE quien lo haga. En tercer lugar, incorpora un nuevo artículo que establece que la continuidad del proceso se valida, en cualquier fase en que se encuentre, por “la asistencia al evento de las ins-

26. *Energía*16.com de 23/6/2015.

27. Según una nota de prensa de la Cámara de Diputados, el Ministro de Hidrocarburos, Alberto Sánchez, “durante su exposición ante el Pleno afirmó que no habría necesidad de realizar una consulta previa a los pueblos indígenas si en un área de 100 mil hectáreas las operaciones de exploración se reducirían a 50 hectáreas”. <<http://www.diputados.bo/index.php/noticias/1755-diputados-aprueban-contratos-petroleros-para-el-area-carohuaicho-en-santa-cruz>>

El gobierno llevó a cabo una serie de convenios con países vecinos, con el propósito de ampliar los mercados de exportación de hidrocarburos, especialmente para la distribución de GLP en asociación con empresas estatales de Argentina, Perú y Paraguay, que permitiría vender los enormes excedentes de la producción de las plantas separadoras de Río Grande y Gran Chaco

tancias representativas de los PIOs y CC, o la determinación de las bases en asamblea bajo voto resolutivo” —lo que puede dar lugar al desconocimiento tácito de las instancias representativas elegidas bajo usos y costumbres. Finalmente, determina que: “excepcionalmente en los casos que no puedan desarrollarse o concluirse el proceso de Consulta y Participación”, el MHE emitirá una Resolución Administrativa que será incorporada al Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental para continuar con el trámite de obtención de la licencia ambiental por parte de la empresa; para ello, además, se excluye la aplicación de una causal de “nulidad del proceso de consulta y participación” establecida por el DS 29033: “el proceso de consulta y participación sea realizado sin considerar el Acta de Entendimiento suscrito”.

En resumen, la norma que modifica el reglamento otorga amplias atribuciones al MHE para dirigir el proceso y su conclusión, desnaturalizando el espíritu del proceso de Consulta y Participación a los pueblos indígenas y favoreciendo los intereses de las empresas petroleras.

Finalmente, el gobierno llevó a cabo una serie de convenios con países vecinos, con el propósito de ampliar los mercados de exportación de hidrocarburos, especialmente para la distribución de GLP en asociación con empresas estatales de Argentina, Perú y Paraguay, que permitiría vender los enormes excedentes de la producción de las plantas separadoras de Río Grande y Gran Chaco. De acuerdo al Ministerio de Hidrocarburos, a 2018 se habría consolidado varios mercados de exportación para los hidrocarburos y sus derivados, y se estaría negociando nuevos acuerdos para distintos productos. Los mercados actuales son:

- Gas Natural: Brasil y Argentina.
- GLP: Paraguay, Perú y Argentina.
- Urea: Brasil, Argentina, Paraguay y Uruguay.

Los nuevos mercados podrían ser:

- GLP: Nicaragua y El Salvador.
- Urea: Colombia y Perú.
- GNL: Nicaragua, El Salvador, Perú, Argentina, Brasil y Paraguay.

28.DS 29033 de 16 de febrero de 2007. Reglamento de Consulta y Participación para Actividades Hidrocarburíferas.

Vale la pena hacer notar que, a diferencia de las exportaciones de gas natural, el valor de las exportaciones de la Urea y del GLP para 2018, según el Instituto Nacional de Estadísticas, son modestos: 67 millones de dólares para la urea y 52 millones de dólares para el GLP.

En el caso de las exportaciones de urea se prevé que las exportaciones al Brasil se realicen mediante empresas privadas. En junio de 2018, el gobierno firmó un Memorándum de Entendimiento con la empresa rusa Acron para exportar 4 millones de metros cúbicos diarios de gas natural y para crear una empresa mixta para vender la urea boliviana e industrializar el gas boliviano en plantas de la empresa rusa en Brasil; en agosto del mismo año, se firmó otro Memorándum con la compañía Hinove Agrociencia de Sao Paulo, para la exportación de urea. Por su parte, las exportaciones de GNL no pasan todavía de intenciones nacidas a raíz de la disputa y renegociación del contrato de gas natural con la Argentina, país que ha lanzado su proyecto de exportación de gas proveniente de Vaca Muerta a través de la planta de Bahía Blanca.

EL CONTRATO DE EXPORTACIÓN DE GAS A BRASIL Y EL MERCADO INTERNACIONAL

El Contrato de Compra Venta de Gas Natural entre Petrobras S.A. y YPFB, fue firmado en Rio de Janeiro en agosto de 1996, aunque resultaba ser la culminación de una serie de negociaciones que empezaron en 1991. En 1993 ya se había firmado un contrato que luego fue modificado —entre 1994 y 1995— con varias adendas y prórrogas.

El contrato finalmente suscrito, establecía la provisión por parte de YPFB de 8 MMm³ diarios, volumen que se elevaría posteriormente hasta los 16 MMm³. Posteriormente, se incrementó el volumen máximo hasta 30,08 MMm³ diarios. Se basaba en las fórmulas del *take or play* y el *delivery or pay*, que determinan obligaciones para el vendedor y el proveedor de garantizar la provisión y la solicitud de volúmenes mínimos, respectivamente, bajo el riesgo de ser penalizados de no hacerlo. El plazo del contrato era de 20 años, desde el inicio del suministro y prorrogables según acuerdo de las partes.

El contrato, además, definía el producto de exportación como una “mezcla de metano y otros hidrocarburos y gases no combustibles” y que tendría un poder calorífico de 9.200 kcal/m³, es decir, se establecía la entrega de un gas rico compuesto no sólo de metano que tendría un poder calorífico de 8.900 kcal/m³, sino de otros hidrocarburos líquidos asociados; esta disposición resultó perjudicial para los intereses bolivianos y se corrigió tardía y parcialmente en diciembre de 2009, en una adenda que determinó el

pago por parte de Brasil de los licuables enviados a partir de mayo de 2007, con un valor aproximado de entre 100 y 180 millones de dólares anuales.

En sus cláusulas establecía la conformación de un Comité de Gerencia encargado de la interpretación y solución de todos los asuntos relativos al cumplimiento del contrato, tales como la construcción y financiamiento del gasoducto y la conformación de compañías de transporte. En el ámbito del transporte, además de determinar el financiamiento del gasoducto mediante una fórmula de pago anticipado de las tarifas por parte de Brasil por el uso del gasoducto en la parte boliviana, estableció la propiedad y administración de las dos partes del mismo: la que quedaba en territorio boliviano a cargo de una compañía nacional y, consecuentemente, la parte que corría por territorio brasileño a cargo de una compañía transportadora de ese país.

En todos los sentidos, era un contrato que determinaba el monopolio de ambas empresas estatales, de la provisión del gas, de la compra y del transporte; esto es, del acceso y uso del gasoducto.

Las circunstancias de la firma del contrato, fueron especiales: aunque se trataba de un contrato de largo plazo, el vendedor, Bolivia, no contaba con las reservas certificadas que garantizaban el total del suministro en el plazo fijado, que llegaba a los 7 Tcf, sino menos de la mitad. Brasil accedió a esta situación, no sólo porque necesitaba de manera urgente la provisión de gas, sino porque negoció con el gobierno boliviano favorablemente la cesión del campo San Alberto, que no tenía las reservas certificadas, pero que contaba con reservas físicas de magnitud según los técnicos y exautoridades de YPFB.

Durante la vigencia del contrato, entonces, se otorgaron concesiones entre las partes que favorecieron sus intereses circunstanciales: se entregó a Petrobras un mega-campo hidrocarburífero en días previos a la firma del contrato, se renegotió los precios favoreciendo a Bolivia, se ampliaron los volúmenes, inclusive incorporando por un tiempo una provisión adicional para plantas brasileñas en Cuiabá, se reconoció el valor de los licuables y, en general, se solucionaron de manera amigable todas las diferencias a lo largo de los veinte años. Todo esto revela que, además de las condiciones y oportunidades económico-técnicas, prevaleció una relación amistosa entre los gobiernos, probablemente por su afinidad política, principalmente desde el año 2006, lo que facilitó su conclusión sin mayores contratiempos, permitiendo el aprovechamiento de un producto de calidad a precios bajos, por un lado, y la obtención de elevadas rentas fiscales gracias a la vinculación del precio del gas con el del petróleo, que tuvo un ciclo largo de elevadas cotizaciones.

En la actualidad, las condiciones han cambiado no solamente por el contexto nacional en los dos países, sino también por las tendencias prevalecientes en el mercado internacional del gas natural y, en general, en el de la energía.

El contexto mundial del gas natural

En el contexto mundial, el gas natural ha incrementado su participación en el total del suministro de energía primaria pasando de un 16% en 1971 hasta el 21,6% en 2015. En términos absolutos, habría subido desde los 976 millones de toneladas equivalentes de petróleo (MMtep) en 1971, hasta los 2.643 MMtep²⁹. El crecimiento de la producción y suministro de gas natural tuvo sus tasas más elevadas en la década de los setenta del pasado siglo, aunque posteriormente mantuvo tasas anuales de crecimiento importantes y sostenidas. Desde la década de los años noventa del siglo pasado, el crecimiento de la participación del gas natural en la oferta mundial de energías primarias corrió paralelo a la reducción de la participación del petróleo, que ha ido siendo sustituido por otras fuentes de energía, entre ellas el gas natural.

Un aspecto que destaca en el cambio en la matriz energética mundial, es la modificación de la participación de los hidrocarburos en el comercio global de energía. Entre 1990 y 2015 el petróleo bajó su participación en el comercio mundial de energía: en el caso de las importaciones cayó de 53,9% a 43,4% y respecto a las exportaciones totales de energía cayó de 51,7% a 41,9%; en cambio, el gas natural elevó su participación en los dos ámbitos: importaciones de 13,1% a 17,1% y en las exportaciones de 13,3% a 17%.

En el caso del consumo final, es decir excluyendo el consumo para la transformación (plantas de electricidad, plantas de calor, refinerías, licuefacción), el gas natural mantiene su participación en torno al 15% a lo largo del período. El incremento de su participación es paralelo al incremento de la electricidad y a la caída de la participación de los derivados del petróleo, el carbón y las energías renovables. En este marco, el consumo final del gas en términos absolutos se habría elevado desde los 652 MMtep en 1973, a 1.401 MMtep en 2015.

Desde el punto de vista de los consumidores finales, los sectores industrial y residencial fueron y siguen siendo los principales, pues explican dos tercios del consumo. Sin embargo en la estructura sectorial se han producido importantes cambios: mientras el consumo industrial —el consumo como combustible de las industrias y no como insumo—, bajó considerablemente, el de los sectores residencial y de transporte aumentaron notablemente; también merece destacarse el aumento del consumo no-energé-

29. En términos de volumen, la producción de gas natural pasó de 1,22 billones de metros cúbicos en 1973 a 3,61 billones de metros cúbicos por año en 2016, según la International Energy Agency, Key World Energy Statistics, 2017.

Los países agrupados en el Foro de Países Exportadores de Gas (GECF)³⁰ —del que participa Bolivia³¹—, poseen la mayor parte de las reservas mundiales de gas natural. Según las estadísticas de la British Petroleum (BP), las reservas de gas natural alcanzarían 193,5 mil millones de metros cúbicos, de los cuales, 66,2% correspondería a los países integrantes del GECF

tico referido, principalmente a su uso como insumo, pues prácticamente se cuadruplicó en el período.

El mercado mundial del gas natural está dominado por pocos países, tanto desde el lado de las reservas, como de la oferta y la demanda.

Los países agrupados en el Foro de Países Exportadores de Gas (GECF)³⁰ —del que participa Bolivia³¹—, poseen la mayor parte de las reservas mundiales de gas natural. Según las estadísticas de la British Petroleum (BP), las reservas de gas natural alcanzarían 193,5 mil millones de metros cúbicos, de los cuales, 66,2% correspondería a los países integrantes del GECF. Esta participación discrepa con el 73,11% de las reservas en el año 2016 que informa el pro-

prio GECF en su Boletín Estadístico Anual de 2017. Esta diferencia radica, principalmente, en el volumen de reservas que pertenecerían a Rusia: en el caso de la BP se le asignan 35 mil millones de metros cúbicos para 2017, mientras que, según el GECF, ese país tenía en 2016 un total de 47,4 mil millones de metros cúbicos de gas natural; diferencia de más de 17,4 mil millones equivalentes, por ejemplo, al doble de las reservas de los Estados Unidos. Tres de los doce países pertenecientes al GECF controlan casi la mitad (48,1%) de las reservas mundiales y son mayores que el conjunto de reservas que tienen los países no agrupados en el GECF (33,8%). Por fuera de esa organización, destacan cuatro países con reservas importantes: Turkmenistán, Estados Unidos, Arabia Saudita y China.

En el caso de la producción, la participación de los países del GECF es dominante, aunque ligeramente menor a la del resto de los países: 44,7% contra 55,3%. Estados Unidos es el país que produjo el mayor volumen en 2017, manteniendo su primer lugar desde hace más de una década, seguido de Rusia, Irán, Canadá y Qatar pertenecientes al grupo GECF. Además, durante el período 2000-2017 se puede destacar el crecimiento importante de la participación de Qatar, de 1% a 5%, China de 1% a 4% e Irán de 2% a 6%; asimismo, la disminución de la participación de Canadá de 7% a 5% y Rusia de 22% a 17%.

El consumo de gas natural está concentrado en los países industrializados que no forman parte del GECF, que tienen una participación del 72% del total. Individualmente, destaca Estados Unidos como el país con mayor consumo: 739,50 mil millones de

30. En el GECF participan doce países como miembros plenos y siete como observadores.

31. Según GECF, en 2016 Bolivia contaba con unas reservas probadas de 295,91 miles de millones de metros cúbicos de gas, equivalentes al 0,15% de las reservas mundiales.

metros cúbicos anuales, equivalentes al 20% del consumo mundial; le sigue Rusia con el 11,6%, China con el 6,5% e Irán con el 5,8%. Los Estados Unidos mantienen el primer lugar y su porcentaje de participación bajó respecto a principios de siglo, pero se mantiene casi inalterable en la última década. En cambio, China e Irán destacan como los países con mayor crecimiento en su consumo de gas; China a partir de 2015 ocupa el tercer lugar habiendo desplazado a Japón, debido a que ha multiplicado por 9,7 veces el volumen de su consumo; también el caso de Irán es extraordinario, pues ha multiplicado su consumo por 3,5 veces. Comparativamente, el consumo de China que a principios de siglo equivalía al 4% del de Estados Unidos, en 2017 llegó a representar el 33% del consumo de la primera potencia mundial.

En el comercio de gas natural se presentan dos mercados diferentes: el del mercado de gas por ductos y el mercado de GNL. En el primero, los países exportadores más importantes son del continente europeo y de América del Norte: Rusia, Noruega, Holanda —aunque este último es importador neto—, Estados Unidos y México, que dan cuenta del 69% del volumen; mientras que los países importadores más importantes son Alemania, al que le sigue Estados Unidos, Italia, Turquía y México; con todo, Europa como continente representa el 57% de las importaciones totales de gas por ductos.

En el mercado del GNL, los exportadores más grandes son Qatar, Australia, Malasia, Indonesia, Nigeria y Estados Unidos; de ellos, Qatar exporta 26% y Australia el 19%. La importación está claramente concentrada en los países asiáticos, entre los que destacan Japón, China, Corea del Sur, India y Taiwan, que explican el 71% de las importaciones de GNL. El caso más interesante es el de los Estados Unidos, que en poco más de una década ha pasado de ser un importador neto de GNL a ser un país exportador neto: en 2017 pasó a exportar un volumen mayor al que importaba en 2005, reduciendo simultáneamente sus importaciones, por lo que ahora el país aparece como un exportador neto responsable del 4% de las exportaciones.

El precio del gas natural varía en los diversos mercados de manera importante. Los precios del GNL en los mercados de Japón y de Corea del SUR son claramente los más altos, superando inclusive los precios del gas natural en países de Europa Occidental que son provistos mediante gasoductos. El precio más bajo es el que corresponde a Estados Unidos, donde rige el precio Henry Hub³². Las diferencias de precios tienen que ver con la forma en que se comercia, es decir, son precios regionales que se establecen a partir de la negociación entre oferentes y demandantes, considerando tanto las distancias entre mercados de consumo y países

de origen, el desarrollo relativo de los mercados, como aspectos propios de los contratos: de largo plazo y gran volumen o de corto plazo y de volúmenes menores (*spots*). En la medida en que no existe un único referente para el precio del gas, debido a que no tiene el carácter de *commoditie*, en general los precios regionales se fijan en referencia al precio del petróleo o de una combinación de precios de sus derivados.

De todos modos, en el último año se verificó un incremento en el precio del GNL en los distintos mercados, coincidiendo con el incremento general del precio del gas natural, ello debido a la influencia del aumento en las cotizaciones del petróleo —especialmente para los mercados que tienen precios de GNL indexados a dicho precio—, pero también debido a una demanda de GNL que superó las expectativas. Sin embargo, se advierte que hay una tendencia en todos los mercados spot de GNL, de convergencia de los precios mediante su indexación a los precios de gas natural³³ (Gráfico 4).

En el gráfico se puede apreciar que los precios fijados en referencia al precio del petróleo —en este caso al precio promedio de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE)—, tienen un comportamiento diferente al del Henry Hub, que no está atado al precio del petróleo, sino que responde a la oferta competitiva de un centro regional en Estados Unidos donde confluyen muchos oferentes, incluidos los productores de gas no convencional, lo que explicaría que su evolución haya ido a contramano de la elevación del precio del petróleo³⁴.

La situación actual en Brasil

Observemos las circunstancias prevalecientes actualmente en Brasil y que determinan las posibilidades para la negociación de un nuevo contrato de exportación de gas boliviano al Brasil.

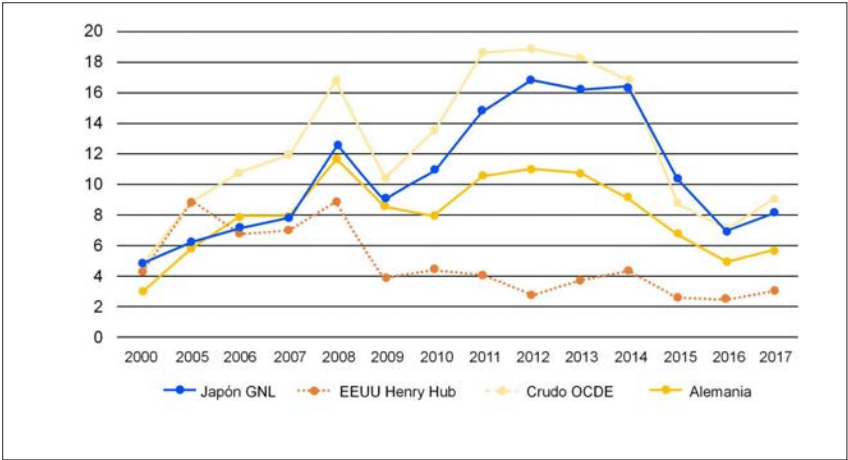
El crecimiento económico, en particular el de su industria y la expansión de la generación de electricidad, plantean la probabilidad de que la demanda de energía en Brasil siga creciendo a tasas importantes. Pese a que, en los últimos años, en particular 2015, la oferta y consumo de energía habían bajado levemente, la tendencia general es de un incremento constante en la demanda de energía. Para enfrentar esa situación, Brasil cuenta con nuevas reservas de hidrocarburos, principalmente por el descubrimiento e inicio del desarrollo del Pre-sal, ha aumentado sostenidamente la capacidad de generación hidroeléctrica, posee una importante potencialidad para genera energía solar y eólica que ha empezado a aprovechar. Además, se debe mencionar que aunque en los últimos años se incrementó levemente, durante una década logró mejoras en la eficiencia energética gracias a muchas políticas im-

32. Centro de distribución y comercio de gas en Louisiana, Estados Unidos. Este precio sirve para negociar contratos a futuro en la Bolsa de Nueva York.

33. IGU. *Global gas report 2018*, 27th World Gas Conference, Washington DC, June 2018.

34. CEPAL. *Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina*, 2015.

Gráfico 4
Precios de gas natural y petróleo (Dólares por MMBtu)



Fuente: Elaboración propia con base en BP. Statistical Review of World Energy 2018.

plementadas desde el gobierno federal, traducidas en la reducción de su intensidad energética³⁵.

Su mercado energético ha sufrido cambios relevantes derivados no sólo del impulso que le dio el crecimiento de la economía a la explotación de sus fuentes energéticas, sino también de la adopción de políticas dirigidas a alcanzar soberanía energética y a asumir un desarrollo sostenible más amigable socialmente y con el medioambiente.

La matriz energética de Brasil destaca por la importante participación de las energías renovables: 41% para 2015 —constituyendo el grupo con crecimiento más acelerado—, que contrasta con lo que sucede en la región sudamericana, donde la participación de las energías renovables en la oferta primaria sólo llegaba a un 23% del total, y especialmente con Bolivia, donde cerca del 94% de la oferta estaría constituida por fuentes fósiles como petróleo, gas y carbón mineral³⁶. La participación del gas natural en la oferta fue de 14% ese año en el Brasil.

En este proceso de transición energética emprendido por Brasil, cabe analizar el papel que juega el gas natural como una fuente de energía primaria importantísima, especialmente, porque se ha constituido en un sustituto óptimo del petróleo y sus derivados (Cuadro 7).

En el balance de gas natural del Brasil, se puede observar el incremento importante de la oferta proveniente de la producción

³⁵La intensidad energética del sistema brasileño habría caído durante el período 1999-2009 de 0.76 a 0.67, y sólo desde 2010 aumentó hasta 0.71 para 2014; pese a ello sigue estando por debajo del promedio regional de 0.80 (ADS 2017).

local: de 42,87 MMm³ diarios en 2012 a 60,46 MMm³ diarios en 2017. Este incremento, sin embargo, es mayor si se toma en cuenta los valores de la producción bruta y no sólo la oferta neta: en 2012, se habría producido localmente 70,6 MMm³, cifra que subió hasta los 109,9 MMm³ diarios. La diferencia entre esos valores está dada principalmente por el elevado y creciente nivel de reinyección: 14% en 2012 y 25% en 2017.

El crecimiento de la producción nacional de gas natural en el Brasil está asociado también al aumento de las reservas certificadas del recurso: en 1997, según la BP, las reservas alcanzaban sólo a 6,7 trillones de pies cúbicos, pero desde el año 2007, contaría con 13,5 trillones, cantidad que se ha mantenido hasta 2017.

La oferta importada de gas natural ha caído en los últimos dos años, después de un crecimiento sostenido que encontró su mayor nivel en 2014; la reducción en los dos últimos años, particularmente en 2017, llegó a representar poco más de un 45% menos del volumen de ese año de mayor demanda. Se ha informado que la caída en la importación de gas por parte de Brasil se debió a razones vinculadas con su capacidad hidroeléctrica, es decir ligadas con la estacionalidad de las lluvias; sin embargo, está claro que también tiene que ver con los cambios introducidos en su política energética, orientados a la utilización de sus propias fuentes, tanto de hidrocarburos como de fuentes renovables (Gráfico 5).

Pero Brasil también ha ingresado con mucha celeridad al mercado del GNL en el último quinquenio. De acuerdo a información oficial, las importaciones de GNL se han incrementado: mientras en 2012 contribuían con un promedio de 8,5 MMm³/d a la oferta total, en 2017 llegaron a la cifra récord de 17,94 MMm³/d, aunque cayeron hasta los 5 MMm³/d para 2017 (la demanda tiene un carácter estacional, hubo meses en los que la importación de GNL llegó a los 9,8 MMm³/d, considerablemente mayor al promedio anual). Esta situación revela, en cierto modo, la tendencia del mercado brasileño del gas, de recurrir con más frecuencia a la demanda de volúmenes flexibles, aunque a precios más altos que los del contrato de largo plazo de importación desde Bolivia, gracias a la dinámica de su producción de energía eléctrica a través de otras fuentes y a condiciones de estacionalidad del clima.

Para la importación de GNL, Brasil ha establecido desde 2009 tres terminales de regasificación: Baía de Guanabara/RJ, Puerto de PECEN/CE y TR Bahía/BA, con una capacidad total de 41 MMm³/d, es decir, mayor a la capacidad de los gasoductos de importación que es de poco menos de 33 MMm³/d. Estas terminales, además, tendrían una capacidad de almacenamiento equivalente a la importación de diez días.

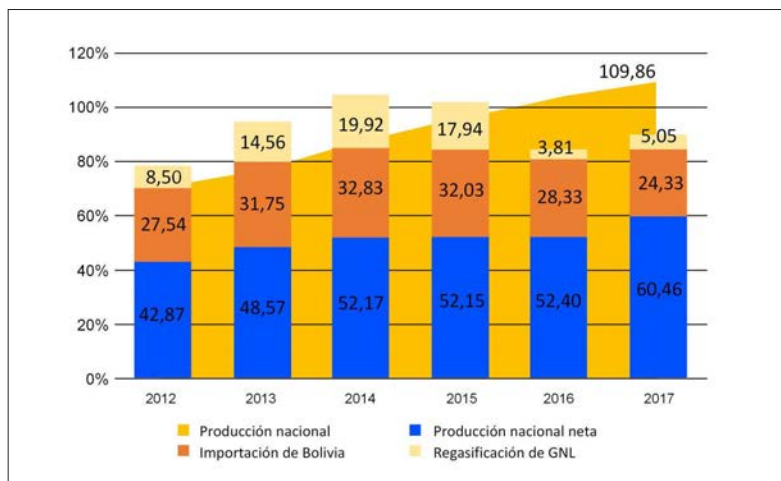
36. Guzmán, Juan Carlos. Las políticas vigentes no han transformado la matriz energética, en *Transformación de la matriz energética: discurso sin realidad*, Plataforma Energética, Cuadernos de coyuntura No. 16, diciembre 2017.

Cuadro 7
Brasil: oferta interna de energía primaria (porcentajes del total)

	Petróleo	Gas natural	Carbón vapor	Carbón metálico	Uranio	Hidráulica	Leña	Caña	Otros	Total
2000	46%	6%	1%	5%	1%	14%	13%	11%	2%	100%
2005	40%	9%	1%	5%	2%	13%	13%	14%	3%	100%
2014	38%	14%	3%	3%	1%	11%	9%	17%	5%	100%
2016	34%	13%	3%	3%	2%	12%	8%	19%	6%	100%
2017	33%	14%	3%	3%	2%	12%	9%	19%	7%	100%

Fuente: EPE. Balance Energético Nacional-Consolidado, varios años.

Gráfico 5
Brasil: Balance de GN (MMm³d)



Fuente: elaboración propia con base en Ministerio de Minas e Energía. Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gas natural. No 130, dez 2017.

La dinámica del negocio de GNL en Brasil, ha permitido también que los precios de importación hayan ido bajando paulatinamente. Comparados con los que rigen en el mercado de Japón —que es el más grande a nivel global—, fueron menores que los del GNL indonesio vendido en ese país, aunque mayores que los del GNL proveniente de otros países. Sin embargo, en los dos últimos años la brecha se ha acortado y hasta se ha revertido, con el añadido de que el precio *delivery ex ship* no incluye, como lo hace el precio FOB, los pagos de derechos aduaneros, por lo que, sumándolos, resultarían más altos (Cuadro 8).

Considerando las tendencias descritas, las posibilidades de mantener niveles importantes volúmenes de exportación de gas al dinámico mercado brasileño, residen en su precio, el mismo que deriva su competitividad del hecho de que el gasoducto principal, construido a partir del contrato de 1993, ya ha sido pagado, incidiendo favorablemente en su costo final. Sin embargo, se debe tomar en cuenta que la evolución del mercado internacional del gas ha provocado una tendencia hacia la reducción del precio del gas, fenómeno al que se ha sumado la caída en los precios del petróleo, referente principal en muchos contratos de largo plazo. Resultado de ello es que la brecha entre el precio de exportación del gas boliviano y el Henry Hub se ha ido reduciendo en los últimos años (Cuadro 9).

También se debe considerar que el nivel del precio del gas boliviano, no corresponde a los precios para los consumidores finales

Cuadro 8
Precios comparados de GNL (dólares por MMBtu)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GNL en Japón			14,06	7,90	6,08	7,30
GNL de Indonesia en Japón	18,15	17,34	16,99	11,01	7,44	8,00
GNL en Brasil	12,58	14,23	14,89	13,86	6,45	6,86

Fuente: Ministerio de Minas e Energía. Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural, diciembre 2017.

(1) Precio convertido para Delivery Ex Ship.

(2) Precio FOB.

y ni siquiera al precio puesto en Sao Paulo, pues corresponden a los precios fijados según la fórmula del contrato para el producto entregado en la estación de Río Grande en territorio boliviano. Para tener idea de la magnitud real de los precios finales del gas bolivianos en mercado brasileño, al precio en Río Grande hay que sumarle más o menos 1,79 dólares por MMBtu, por conceptos de compresión y transporte, para obtener el precio city gate Sao Paulo. Así el precio promedio de 3,89 dólares/MMBtu de 2017, se elevaría hasta los 5,68 dólares/MMBtu en esa ciudad. Más aún, de acuerdo a información del Ministerio de Minas en su boletín de gas, los precios a consumidores finales podrían llegar a ser hasta cinco veces más que el precio en el ingreso a Sao Paulo (Cuadro 10).

Cuadro 9
Precios de exportación de gas natural boliviano y Henry Hub (en MMBtu)

	Argentina	Brasil	M. interno	Henry Hub
2000	1,00	1,51	0,8	4,23
2005	2,54	2,59	0,96	8,97
2010	7,27	6,03	1,23	4,39
2011	9,33	7,67	1,17	4,01
2012	10,91	9,24	1,11	2,76
2013	10,38	9,08	1,11	3,71
2014	10,10	8,43	1,16	4,35
2015	6,20	5,39	1,11	2,60
2016	3,52	3,12	1,07	2,46
2017	4,84	3,89	1,10	2,96

Fuente: Elaboración propia con base en información de Fundación Jubileo y BP Statistical of World Energy 2018.

Así, la comparación de los precios de contrato con los precios city gate en Sao Paulo y los precios para consumidores finales, permite observar que el problema del elevado nivel de precios que reclaman algunos sectores empresariales y de consumidores brasileños, tiene que ver fundamentalmente con los costos que se suman en el transporte y distribución al interior de su país, y no con la enorme diferencia entre el precio del gas boliviano y otros como el Henry Hub. Por ello, no sorprende que la demanda de, por ejemplo, la CNI apunte con especial atención a la reforma del sistema y la administración del transporte dominado hasta ahora por Petrobras, que es, al mismo tiempo, el único importador del gas boliviano.

LAS PERSPECTIVAS DE EXPORTACIÓN DE GAS A BRASIL

En términos de política pública destinada a profundizar esas tendencias, la orientación más importante referida al gas natural la contiene el proyectado Programa Gás para Crescer del Ministerio de Minas e Energia, que sigue siendo elaborado para su aprobación por el Congreso. Dicho programa pretende ejecutar todas las reformas necesarias para impulsar el crecimiento y modernización del mercado del gas natural, eliminando definitivamente el monopolio “de facto” que Petrobras siguió ejerciendo a pesar de las numerosas reformas legales de pasados años. Considera que el fortalecimiento de la generación eléctrica requiere el incremento de la termoelectricidad basada en el uso del gas natural, pues la penetración de las fuentes no renovables todavía no garantizaría la seguridad energética y, más bien, debería aprovecharse el desarrollo del Pre-sal y el pujante mercado de GNL.

Por todo ello, se propone una serie de acciones: i) revisar el marco legal para atraer más inversiones en la exploración y producción de petróleo y gas natural; ii) perfeccionar la estructura tributaria del sector y promover la competencia en el mercado; iii) promocionar la diversificación de agentes comercializadores y la desregulación tarifaria del transporte; iv) transparentar la formación de precios; v) fortalecer la gobernanza del sector, en especial en la coordinación de las actividades de transporte y en la apertura de los mercados en los segmentos de distribución; vi) realinear la planificación sectorial de gas natural y del sector eléctrico, para permitir la expansión de las redes y una mayor convergencia posible en el uso del gas natural para generación termoeléctrica³⁷.

Ese programa está siendo demandado con mayor fuerza por parte de los sectores empresariales que, con los cambios políticos impulsados por el gobierno que sustituyó a la presidenta Dilma Rousseff, han cobrado más protagonismo y poder. La Confederação Nacional da Industria del Brasil (CNI), se manifestó exigiendo la realización de las reformas señaladas en el programa, señalando

Cuadro 10
Precio de gas natural* para consumidores brasileños
(diciembre 2017)

Segmento	Rango de consumo	R\$/m3	\$/MM Btu
	2.000	1,93	15,70
	20.000	1,68	13,70
	50.000	1,653	13,24
Residencial (m³/mes)	12	3,74	30,44
Comercial (m³/mes)	800	2,99	24,31
Automotores, Distribuidoras		1,80	14,64
Automotores ANP		2,42	19,71

(*) Con impuestos

Fuente: Ministerio de Minas e Energia. Boletim mensal de acompanhamento da industria de gás natural, diciembre 2017.

la urgencia de eliminar las distintas barreras que impiden el desarrollo del mercado, entre ellas: la falta de libre acceso al transporte todavía controlado por Petrobras, las regulaciones para la exploración hidrocarburífera por razones medioambientales, en especial a la exploración de gas no convencional, y los efectos nocivos de la “dependencia” externa en la provisión de gas, refiriéndose a la importación desde Bolivia³⁸.

Consecuentemente, las previsiones de política y las demandas empresariales descritas, se han concretado en los últimos meses en anuncios y opiniones relativas a las perspectivas de renovación del contrato de exportación de gas boliviano a Brasil. Así, desde la Agencia Nacional de Petróleo (ANP), se señaló en 2017 que Petrobras podría seguir negociando la compra de gas boliviano, pero junto con compañías privadas interesadas —y habilitadas legalmente— en importar ese energético, bajo la coordinación de la ANP, encargada de conducir las licitaciones para el transporte del gas.

Bajo estas nuevas condiciones, la negociación de un nuevo contrato de exportación de gas boliviano a ese país, presentaría dificultades y no podría, de ninguna manera, mantener las formas y condiciones favorables del contrato que vence en 2019. En nuestro criterio, el futuro de la exportación de gas boliviano a Brasil será el de la firma de contratos con volúmenes menores por parte de varios agentes, en tanto que Petrobras reducirá su demanda al volumen que genera como productora en campos bolivianos; los contratos, además, tendrán un carácter flexible, es decir no se trataría de contratos de largo plazo en los que se mantengan

37.Ministerio de Minas e Energia. *Plano Decenal de Expansao de Energia PDE 2026*, Boletín de 12 de diciembre de 2017.

38.CNI. *Gás natural: mercado e competitividade*, Brasília, 2018.

inmutables las condiciones de volumen y precio, sino de contratos con nominaciones distintas y estacionales; asimismo, es de esperar que los precios sean diferentes también entre los distintos contratos: menores a los del pasado con Petrobras y levemente mayores con otros agentes cuya demanda no es en firme.

Todas estas condiciones, además, derivarían en la sustitución del carácter estatal monopolístico del negocio en manos de YPFB, puesto que una sociedad con Acron supondría la estructuración de una empresa mixta.

BIBLIOGRAFÍA

ABI (2018)

“Presidente: Las reservas de gas garantizan bienestar de los bolivianos”. La Paz, 9 de septiembre de 2018.

ARROYO, Andrés y PEDRIEL Andrea (2015)

Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina. CEPAL. 2015. Disponible en: http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/37629/S1421128_es.pdf

BP (2018)

Statistical Review of World Energy 2018.

CÁMARA DE DIPUTADOS

“Ministro de Hidrocarburos, Alberto Sánchez: No habría necesidad de realizar una consulta previa a los pueblos indígenas si en un área de 100 mil hectáreas las operaciones de exploración se reducirían a 50 hectáreas”. Disponible en: <http://www.diputados.bo/index.php/noticias/1755diputadosapruebancontrato-spetroleros-para-elarea-carohuaicho-en-santa-cruz>

CNI (2018)

Gás natural: mercado e competitividade. Brasilia, 2018.

D'ARLACH, Carlos (2015)

“Exploración, demanda y reservas de hidrocarburos”. Tarija, noviembre de 2015 (Presentación en Power Point).

DELGADILLO, Miguel (2012)

¿Inversiones Petroleras? 1996-2006, CEADL–Fundación Libertad, 2012.

DEL GRANADO, Hugo (2010)

“Reservas de gas”. Publicado en el Matutino El Día el 8 de octubre de 2010.

D&M (2005)

Reserves of certain reservoirs in Bolivia. April 2005.

EL PAÍS (2010)

“Informe oral a la Comisión de Economía Plural de la Cámara de Diputados del presidente de YPFB Carlos Villegas”. La Paz, 5 de noviembre de 2010.

EL DEBER (2018)

“El Gobierno calcula que la certificación hasta diciembre de 2017 corroborará los 10,5 TCF”. Santa Cruz, 6 de febrero de 2018.

EL DEBER (2018)

“YPFB afirma que destinó más de \$us 7.000 millones a exploración”. Santa Cruz, 30 de agosto de 2018.

EPE. Balance Energético Nacional-Consolidado.

Fundación Jubileo y BP Statistical of World Energy (2018)

GACETA OFICIAL DE BOLIVIA (2008)

Ley 3910 de 16 de julio de 2008. “Aprobación del contrato para la exploración y explotación de áreas reservadas (Aguarague Norte, Centro, Sur “A” y Sur “B”, Iñau, Iñiguazu y Tiacia) suscrito entre Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y YPFB Petroandina S.A.M”.

DS 2830 de 6 de julio de 2016. “Reglamentación de la Ley N° 767, de 11 de diciembre de 2015. Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera”.

DS 3722 de 21 de noviembre de 2018. “Planilla de avance de obra como garantía no convencional”.

DS 29033 de 16 de febrero de 2007. Reglamento de Consulta y Participación para Actividades Hidrocarburíferas.

Ley 3911 de 16 de julio de 2008. “Aprobación del contrato para la exploración y explotación de áreas reservadas (Sécure, Madidi, Chispani, Llikimuni y Chepite) suscrito entre Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) e YPFB Petroandina S.A.M”.

GUZMÁN, Juan Carlos (2017)

“Las políticas vigentes no han transformado la matriz energética”. En Transformación de la matriz energética: discurso sin realidad. Cuaderno de coyuntura No. 16. Plataforma Energética. Diciembre 2017.

IGU (2018)

Global gas report 2018, 27th World Gas Conference, Washington DC, June 2018.

International Energy Agency (2017)

Key World Energy Statistics, 2017.

JIMÉNEZ, Georgina (2013)

Territorios indígenas y áreas protegidas en la mira, Cedib, 2013.

MHE (2010)

Campos gasíferos y petrolíferos de Bolivia, diciembre 2011; RS, Campos Mayores de Gas Volúmenes Técnicos, 2010.

MIRANDA, Carlos (1996)

“La capitalización de YPFB. ¿Por qué?, ¿Para qué? y ¿Cómo?” en Capitalización de YPFB. Reforma de la Seguridad Social. Uso de los recursos de los bolivianos. CEDLA, 1996.

Ministerio de la Presidencia. Te toca a ti. El gas está en tus manos. Campaña informativa del gas.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2008)

Estrategia Boliviana de Hidrocarburos, 2008.

Ministerio de Hidrocarburos (2017-2019)

Rendiciones públicas de cuentas Final 2017-Inicial 2018 y Final 2018-Inicial 2019.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2011)

Campos gasíferos y petrolíferos de Bolivia. Diciembre de 2011.

Ministerio de Minas e Energía (2017)

Boletim mensal de acompanhamento da industria de gás natural. Diciembre, 2017.

Ministerio de Minas e Energía (2017)

Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2026. Boletín de 12 de diciembre de 2017.

Money.com

“Ministro Sánchez estima que reservas certificadas pueden llegar a 10,45 TCF”. Disponible en: <https://www.money.com.bo/hidrocarburos/3048-ministro-sanchezestima-que-reservas-certificadaspueden-llegar-a10-45-tcf>

ORTÍZ Antelo, Oscar (2018)

Estimación de reservas de gas de Bolivia. A abril de 2018.

ORTIZ ANTELO, Oscar (2017)

“Estimación de reservas de gas de Bolivia”. Al 31 de diciembre de 2017. YPFB.

PÁGINA SIETE (2017)

“Certificación de reservas de gas se conocerá hasta junio 2018”. 27 de septiembre de 2017.

VMEEH (2016)

Rendición de cuentas inicial 2016.

YPFB. Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos. Disponible en: <https://www.ypfb.gob.bo/es/transparencia/informestecnicos/9-ypfbcorporacion/955cuantificaci%C3%B3n-y-certificaci%C3%B3n-de-reservas-de-hidrocarburos.html>

YPFB (2018)

“Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos, 2018”.

YPFB (2015-2019)

Plan Estratégico Corporativo (PEC) 2015-2019;

YPFB (2016-2017)

Rendición de cuentas 2016-2017.

YPFB (2017-2018)

Rendición de cuentas 2017-2018.