

RECURSOS NATURALES E INFRAESTRUCTURA

La Argentina y el Estado Plurinacional de Bolivia, más que partícipes de una frontera común

Desarrollo sostenible, inversiones y política
en torno a los recursos del gas natural

Andrés H. Arroyo Peláez



NACIONES UNIDAS

CEPAL

RECURSOS NATURALES E INFRAESTRUCTURA

La Argentina y el Estado Plurinacional de Bolivia, más que partícipes de una frontera común

Desarrollo sostenible, inversiones y política
en torno a los recursos del gas natural

Andrés H. Arroyo Peláez



NACIONES UNIDAS

CEPAL

Este documento fue elaborado por Andrés Arroyo, Oficial de Asuntos Económicos de la Unidad de Recursos Naturales y Energía de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la CEPAL.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la organización.

Publicación de las Naciones Unidas

ISSN 1680-9017

LC/L.3701

Copyright © Naciones Unidas, septiembre de 2013. Todos los derechos reservados

Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Sólo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

Índice

Abreviaciones y acrónimos	7
Resumen	9
Abstract	11
Introducción	13
I. Economía política argentina	15
A. Influencia de los hidrocarburos.....	15
B. Expectativas sobre los recursos gasíferos no convencionales.....	20
II. Autosuficiencia energética	23
A. Inversión sostenible.....	23
B. Percepción de los determinantes de la inversión.....	28
C. Déficit energético y su aplacamiento	31
D. Precios en competencia, indexación por mercados de crudo ó gas natural.....	33
III. Oportunidades y amenazas en el comercio	37
A. Características del suministro de gas natural	37
B. Desarrollo del área Caipipendi.....	38
C. Apropiación fiscal de la renta gasífera.....	39
IV. Conclusiones	45
Bibliografía	47
Anexos	49
Anexo 1 Reservoirios de hidrocarburos no convencionales en Argentina.....	50
Anexo 2 Factores de competitividad del gas natural no convencional estadounidense.....	51
Anexo 3 Argentina: escenario de precios del gas natural en <i>city gate</i> Buenos Aires, período 2013-2026	52
Anexo 4 Contrato de exportación de gas natural Estado Plurinacional de Bolivia-Argentina y Área Caipipendi	53

Anexo 5	Inversiones relacionadas al contrato de exportación de gas natural Estado Plurinacional de Bolivia-Argentina.....	54
Anexo 6	Supuestos del modelo numérico del área Caipipendi.....	55
Anexo 7	Participación de YPFB en las ganancias del área Caipipendi.....	58
Serie Recursos Naturales e Infraestructura: números publicados.....		59

Índice de cuadros

CUADRO 1	ARGENTINA: IMPORTACIONES DE GAS NATURAL.....	19
CUADRO 2	CARACTERÍSTICAS Y ESTRUCTURA DE COSTO POZO, POR TIPO DE RESERVORIO, AÑO 2012.....	24
CUADRO 3	ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: SUPUESTOS COMERCIALES Y FISCALES EN LA EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL A LA ARGENTINA, PROMEDIO 2010-2026.....	39
CUADRO 4	ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: RESULTADOS DE LA EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL A LA ARGENTINA, PERÍODO 2010-2026.....	43

Índice de gráficos

GRÁFICO 1	ARGENTINA: DETERMINANTES DEL CRECIMIENTO DEL PIB.....	16
GRÁFICO 2	ARGENTINA: OFERTA-DEMANDA ENERGÉTICA, PIB E INTENSIDAD ENERGÉTICA.....	17
GRÁFICO 3	AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): PRODUCCIÓN, CONSUMO Y RESERVAS PRBADAS DE GAS NATURAL.....	18
GRÁFICO 4	ARGENTINA: PRODUCCIÓN ENTREGADA DE GAS NATURAL POR EMPRESAS.....	18
GRÁFICO 5	ARGENTINA: EVOLUCIÓN DE LA BALANZA DE PAGOS.....	19
GRÁFICO 6	RECURSOS TÉCNICAMENTE RECUPERABLES DE GAS NATURAL, AÑO 2011.....	21
GRÁFICO 7	ARGENTINA: PARTICIPACIÓN DEL GAS NATURAL EN RECURSOS Y PRODUCCIÓN, AÑO 2011.....	22
GRÁFICO 8	INVERSIONES REQUERIDAS PARA EL DESARROLLO DE RESERVORIOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES, POR REGIÓN, PERÍODO 2012-2035.....	25
GRÁFICO 9	ARGENTINA: ASPECTOS COMERCIALES, REGULATORIOS, POLÍTICOS Y SOCIOECONÓMICOS EN LA ATRACCIÓN DE INVERSIÓN PETROLERA, AÑO 2012.....	28
GRÁFICO 10	ARGENTINA: PORCENTAJE DE APROBACIÓN Y OPTIMISMO DE BUENAS PRÁCTICAS EN INVERSIÓN, AÑO 2012.....	30
GRÁFICO 11	ARGENTINA: BALANCE FUTURO DE GAS NATURAL, PERÍODO 2013-2026.....	32
GRÁFICO 12	ARGENTINA: ESCENARIO DE PRECIOS DEL GAS NATURAL EN CITY GATE BUENOS AIRES, PERÍODO 2013-2026.....	34
GRÁFICO 13	ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: PRODUCCIÓN Y COSTOS PARA EL DESARROLLO DEL ÁREA CAIPIPENDI, PERÍODO 2010-2026.....	38
GRÁFICO 14	INGRESOS FISCALES DEL ÁREA CAIPIPENDI CORRESPONDIENTES AL MERCADO ARGENTINO, PERÍODO 2010-2026.....	40
GRÁFICO 15	INGRESOS FISCALES EN PROPORCIÓN A LA RENTA DE HIDROCARBUROS DEL ÁREA CAIPIPENDI CORRESPONDIENTES AL MERCADO ARGENTINO, PERÍODO 2010-2026.....	42
GRÁFICO 16	ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: LA CONTRIBUCIÓN DEL SECTOR GAS NATURAL EN LA ECONOMÍA, AÑOS 2000, 2005, 2010, 2011.....	43

Índice de Recuadros

RECUADRO 1	CÍRCULO VIRTUOSO EN EL DESARROLLO TECNOLÓGICO.....	22
RECUADRO 2	LA EXPERIENCIA ESTADOUNIDENSE.....	26
RECUADRO 3	EL PROGRAMA DE INCENTIVO GAS PLUS AVANZA EN SU CONSOLIDACIÓN.....	31
RECUADRO 4	TRINIDAD Y TABAGO: EL COMERCIO DEL LNG ANTE EL <i>SHALE GAS</i>	36

Abreviaciones y acrónimos

M:	Miles (103)
MM:	Millones (106)
MMM:	Miles de millones (109)
B:	Billones (1012)
bbl:	barril de petróleo y líquidos asociados del gas natural
bbl/d:	barril de petróleo y líquidos asociados del gas natural por día
boe :	Barril equivalente de petróleo
boed :	Barril equivalente de petróleo por día
l:	Litro
m:	Metro
mc:	Metro cúbico de gas natural ó agua
mcd:	Metro cúbico por día de gas natural
pc:	Pie cúbico de gas natural
pcd:	Pie cúbico por día de gas natural
btu:	Unidad térmica británica de gas natural
t:	Tonelada métrica
\$us:	Dólares corrientes (nominales) estadounidenses
\$us10:	Dólares constantes (reales) estadounidenses del año 2010
w:	Watt

BP:	British Petroleum
BG:	British Gas
CEPAL:	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
EIA:	Administración de Información Energética de los Estados Unidos
EE.UU.:	Estados Unidos de Norteamérica
ENARSA:	Energía Argentina S.A.
EROEI:	Retorno energético de energía invertida ó retorno energético neto
EUR:	Recuperación final estimada
GLP:	Gas Licuado de Petróleo
GTL:	Gas a líquidos
IDH:	Impuesto directo a los hidrocarburos del Estado Plurinacional de Bolivia
AIE:	Agencia Internacional de Energía
OCDE:	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
LNG:	Gas Natural Licuado
PEMEX:	Petróleos Mexicanos
PIB:	Producto Interno Bruto
SPE:	Sociedad de Ingenieros Petroleros de Estados Unidos
TGN:	Tesoro General del Estado Plurinacional de Bolivia
WTI:	West Texas Intermediate
YPFB:	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
YPF:	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Argentinos

Resumen

A través de la presente investigación se realiza un análisis económico y político del sector de gas natural en la Argentina y su perspectiva en torno a la explotación de recursos no convencionales como el caso del gas natural de esquisto ó *shale gas*, dado el compromiso bilateral de suministro energético enfocado entre otros al desarrollo del área Caipipendi en el Estado Plurinacional de Bolivia.

Se lleva a cabo dos escenarios de estudio relacionados al desarrollo del gas natural no convencional y a la situación de no inversión ó caso base enfocados al autoabastecimiento y seguridad energética en la Argentina y a la captación fiscal, por medio de impuestos y regalías, de la renta gasífera boliviana.

Algunos de los resultados implican que por más de que exista un desarrollo del gas natural no convencional argentino y ante el crecimiento de la demanda, el mismo no sería suficiente para alcanzar el autoabastecimiento ni evitar importaciones por ductos y ultra mar.

El Estado Plurinacional de Bolivia por su lado se podría enfrentar a una competencia en el mercado argentino del gas natural licuado (LNG) de fuentes no convencionales. Dicha competencia se daría por menores volúmenes solicitados contractualmente —fruto de la implícita elasticidad cruzada de la demanda y del menor precio indexado al precio de un mercado competitivo como el *Henry Hub*— impactos que en última instancia se reflejarían en una menor renta gasífera y apropiación fiscal.

Para el desarrollo sostenible de los recursos de gas natural no convencional, la Argentina se enfrenta a desafíos respecto al fortalecimiento de los incentivos, iniciativas y políticas públicas enfocadas a mejorar la percepción de los determinantes de inversión privada en un entorno de mayor participación de la empresa petrolera nacional YPF y de necesaria transferencia tecnológica. Esta última cobra mayor importancia frente a las características del recurso no renovable dadas por la baja recuperación, la alta tasa de declinación inicial y el reducido retorno energético neto.

Asimismo una menor intensidad y uso energético y la existencia de subsidios en el consumo de gas natural en la Argentina así como la búsqueda de nuevos mercados del gas natural y medidas de prevención y mitigación de impactos en los ingresos fiscales fruto de la dependencia hacia las materias primas que presenta el Estado Plurinacional de Bolivia, son aspectos que podrían ser fortalecidos y analizados en las políticas públicas nacionales. Una gobernanza eficaz de los recursos del gas natural en el orden institucional, económico y socio ambiental representaría para los países y por ende para su integración energética, beneficiarse de las oportunidades y minimizar las amenazas que podría implicar el desarrollo mundial del gas natural no convencional.

Abstract

Through this research an economic and political analysis is focused for the natural gas sector in Argentina and its perspective on the unconventional natural gas or shale gas resource exploitation, given the bilateral supply agreement and development of Caipipendi block in Bolivia.

Two scenarios related to unconventional resource development and non investment base-case are set, focused both on energy independence and security in Argentina and fiscal collection, through taxes and royalties, in the Bolivian natural gas rent.

Some of the results for Argentina imply that given the current demand growth an unconventional resource development would not be possible, neither to achieve energy independency nor to remove the country imports from pipeline and overseas supplies.

On the other hand, Bolivia in the Argentine market could face competitive liquefied natural gas (LNG) from unconventional sources, via smaller contractual volumes —based on the implicit cross demand elasticity and lower price indexed to a competitive Henry Hub market price— both ultimately contributing to a lower natural gas rent and fiscal take.

For the sustainable development of unconventional resources, Argentina faces challenges regarding the strengthening of incentives, initiatives and public policies for an enhanced perception in private investment under an active national oil company (YPF) involvement and broader technology transfer scenarios, the later representing of great importance considering the exhaustible resources character set by their low recovery, high initial decline rates and reduced net energy returns.

Lower intensity, energy use and subsidies in the Argentine natural gas consumption as well as the search for new gas markets and protective and mitigating actions for Bolivian revenues' volatility and dependency on raw materials, are aspects that could be strengthened and analyzed at relevant national public policies. Effective governance of natural gas resources at institutional, economic and socio-environmental levels could represent for both countries and hence their energy integration, benefitting from opportunities and lessening from threats that may involve the global prospecting of unconventional natural gas development.

Introducción

En el idioma guaraní *tereşuahe porãite* no sólo significa *bienvenido* en español sino una palabra que forjó por medio siglo las relaciones comerciales en torno al gas natural entre la Argentina y el Estado Plurinacional de Bolivia, en un área geográfica de riqueza hidrocarburífera como es el Chaco boliviano a lo largo de los ochocientos kilómetros de frontera que separa a ambos países.

A principios de los años setenta, la construcción del primer gasoducto transfronterizo sudamericano Yabog dio inicio al contrato de provisión de gas natural boliviano a la Argentina por 6 MMmcd, el cual resultó en una relación caracterizada por renegociaciones de precios, forma de pago y temporalidad en el suministro.

Dicha relación dio inicio a la integración energética regional a lo largo de los años noventa, la cual se fue consolidando a medida que los países sudamericanos fueron abriendo y liberalizando sus mercados a la inversión extranjera en infraestructura dada por la construcción de líneas de transmisión eléctrica y gasoductos, uniendo de esta manera los recursos abundantes en un país con la creciente demanda en otros.

Entre los años 1997 y 1999 siete gasoductos adicionales fueron construidos entre la Argentina y Chile con una capacidad conjunta de 33 MMmcd para su suministro a plantas de metanol y diversificación de la matriz de generación eléctrica en Chile. Por otro lado la construcción del gasoducto entre el Estado Plurinacional de Bolivia y el Brasil —de tres mil kilómetros de longitud y 31 MMmcd de capacidad— permitió suministrar gas natural a los centros industriales del sudeste brasileño, consolidando al país como el principal exportador de este energético.

A comienzos del siglo veintiuno las políticas económicas argentinas relacionadas a la implementación de subsidios energéticos, controles de precios, devaluación y pesificación de la moneda entre otros, enfocadas al control inflacionario e incentivo a la demanda interna, ocasionaron un incremento en el consumo de gas natural.

Asimismo las anteriores medidas pudieron limitar el incentivo hacia la inversión en exploración y explotación de hidrocarburos, habiendo contribuido a que la Argentina pase de ser el principal productor e importante exportador de gas natural a importador de este energético, lo que se reflejó en una presión sobre las finanzas públicas y la consecuente nacionalización de las acciones de Repsol en YPF el año 2012.

A la par de la importación argentina vino el desarrollo y monetización de las reservas bolivianas de gas natural fruto de una renovada agenda energética comercial entre ambos países que se dio desde finales del año 2006. La inversión en el principal bloque proveedor Caipipendi y otros se viene dando bajo un relacionamiento entre la compañía estatal petrolera YPFB y los socios privados.

Por otro lado, la reciente revolución del gas no convencional en el mundo representa para la región y para la Argentina una oportunidad de satisfacer su consumo interno por medio del incremento en su producción interna y mayor diversidad de provisión de LNG de fuentes no convencionales.

Un desarrollo sostenible del recurso gasífero que además de tomar en cuenta aspectos medioambientales considere el riesgo perceptible e imperante respecto a condicionantes comerciales, institucionales y legales —propias en la atracción de inversiones— será imprescindible. En este sentido un nuevo ordenamiento energético mundial propio de la revolución tecnológica no excluiría a la región y bajo el alcance del presente estudio podría involucrar la relación comercial entre ambos países. Cabe analizar a futuro la autosuficiencia energética argentina y la situación del contrato binacional de compra y venta de gas natural entre el Estado Plurinacional de Bolivia y la Argentina —tomando en cuenta las actuales inversiones en curso y el grado de desarrollo del gas natural no convencional— en un escenario de mayor participación pública y ante el desafío en la atracción de inversiones con transferencia tecnológica.

En la primera parte se mostrará la problemática en materia de económica y política energética en la Argentina junto con el potencial de los recursos del gas natural no convencional. En la segunda parte se analizará los montos de inversión necesarios para un desarrollo sostenible de los recursos y la percepción respecto a sus determinantes. Asimismo se realizará un análisis del balance de gas natural argentino que considere el grado de autosuficiencia del país en dos escenarios de actualidad: i) desarrollo del gas no convencional y ii) caso base o de no inversión. El efecto precio y volumen de los anteriores escenarios por sobre el contrato binacional y los ingresos fiscales en el Estado Plurinacional de Bolivia serán considerados en la tercera parte. Las conclusiones del caso y anexos de respaldo cerrarán el presente análisis coyuntural.

I. Economía política argentina

A. Influencia de los hidrocarburos

En el año 2011 la Argentina presentó importantes niveles de crecimiento económico e inflación de cerca 8,9% y 8,0% respectivamente. Existió una presión sobre la balanza de pagos¹ y sobre el presupuesto de la administración central, con déficits en torno al 1,4% y 2,3 % del PIB respectivamente, los que coadyuvaron a la disminución en las reservas internacionales y a la presión hacia un mayor financiamiento interno entre otros.

Los controles cambiarios ocasionaron que la demanda de dólares contribuya a la devaluación del tipo de cambio y al deterioro de las reservas internacionales, las que se encontraron en un nivel vulnerable en torno al 10% del PIB. El financiamiento interno se dio por el uso de recursos del sector público provenientes principalmente del Banco Central de la República Argentina, cuyas transferencias representaron algo más del 90% de la brecha financiera pública (Cepal, 2012a).

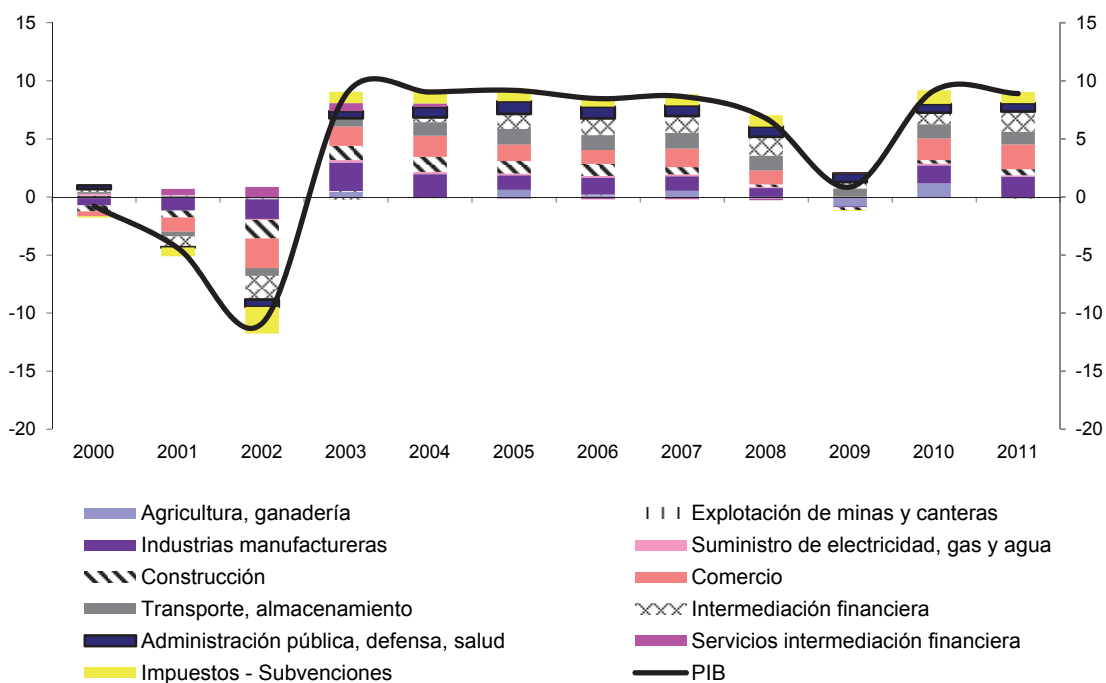
Asimismo los bajos costos energéticos a través de transferencias corrientes del sector público al privado en la forma de subsidios para el transporte público y el consumo de gas natural y energía eléctrica, que representaron en conjunto más del 4% del PIB, favorecieron al incremento en el consumo privado y a la producción de manufacturas de alto componente energético en su producción.

El crecimiento ponderado de los sectores de manufactura de 1,8 % y del consumo privado de casi 7% contribuyeron al crecimiento del 8,9% del PIB el año 2011. Desde la última década los sectores de hidrocarburos y minería, dentro la glosa “explotación de minas y canteras”, no aportaron significativamente al crecimiento económico (véase el gráfico 1).

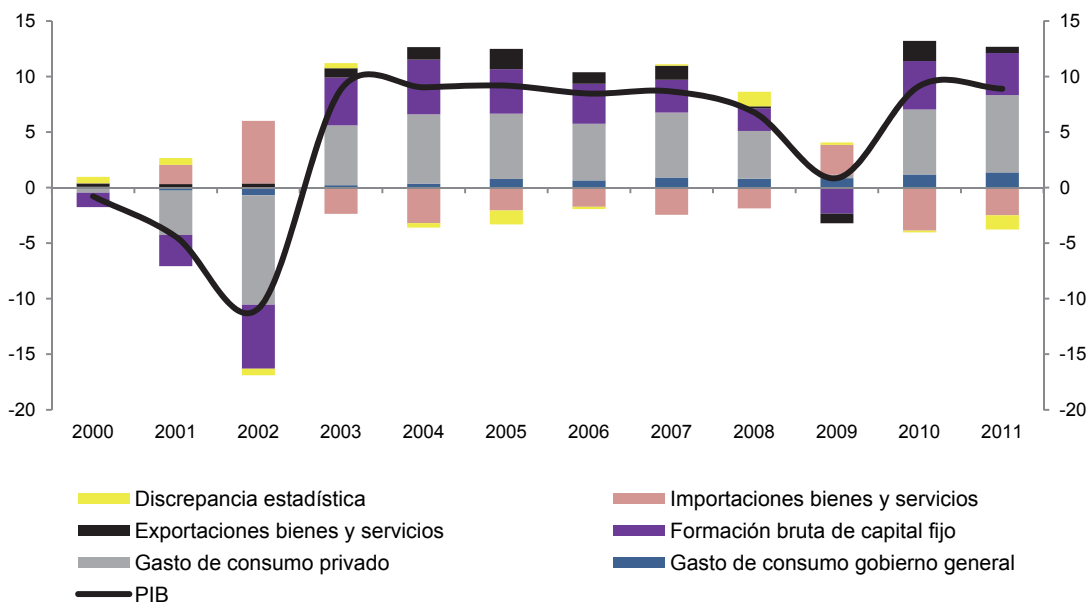
¹ El déficit en balanza de pagos de 6,1 MMSus estuvo influido por un casi equilibrio y déficit en cuentas corriente y capital respectivamente.

GRÁFICO 1
ARGENTINA: DETERMINANTES DEL CRECIMIENTO DEL PIB
(En porcentaje de crecimiento anual)

a) Por sector económico



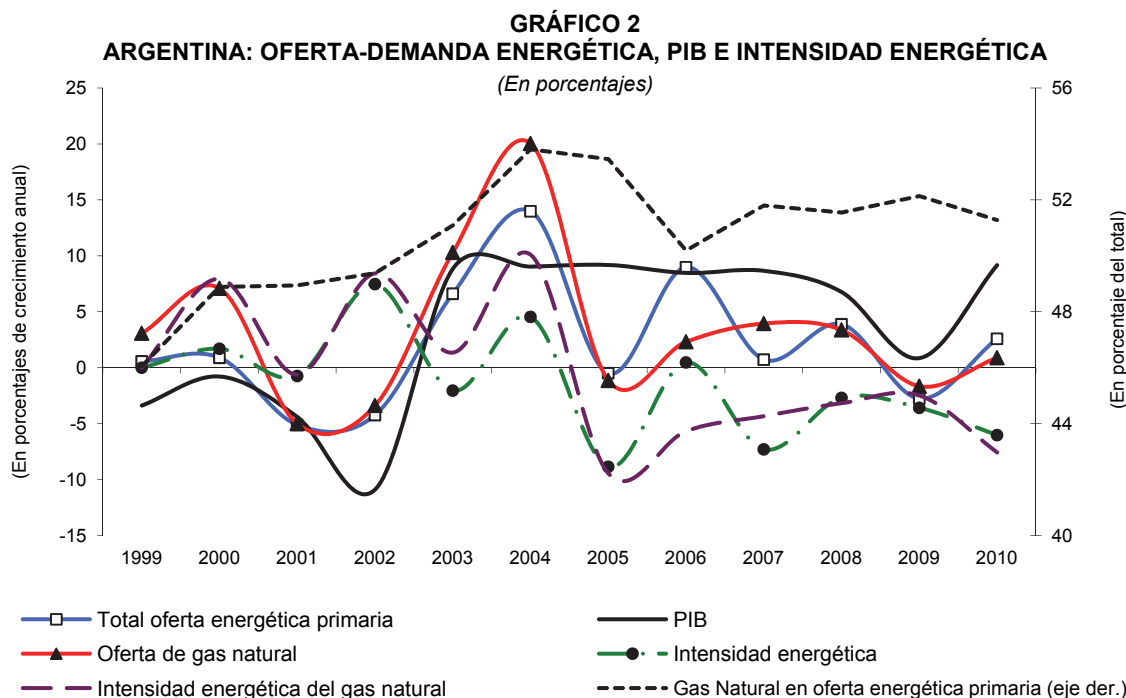
b) Por tipo de gasto



Fuente: Elaboración propia en base a CEPALSTAT, 2012, CEPAL, 2012a, CEPAL 2012b.

Nota: Las tasas de crecimiento sectorial ó por tipo de gasto están ponderadas por su peso individual en el PIB total.

Dada la alta participación del gas natural en la matriz energética se observó que incrementos en su consumo, influidos por políticas de subvención energética, tuvieron cada vez menor relación con el crecimiento del PIB. En el periodo 2005-2010 las tasas de crecimiento promedio de la oferta y demanda de gas natural y del producto de 1% y 7% respectivamente, ocasionaron que la intensidad energética del gas natural decrezca en cerca 6% al año, demostrando una mayor eficiencia energética en la generación del producto (véase el gráfico 2).



Fuente: Elaboración propia en base a AIE, 2012 y Secretaría de la Energía de la Argentina, 2012.

Nota: La intensidad energética es la relación entre el consumo de energía por unidad de producto interno bruto.

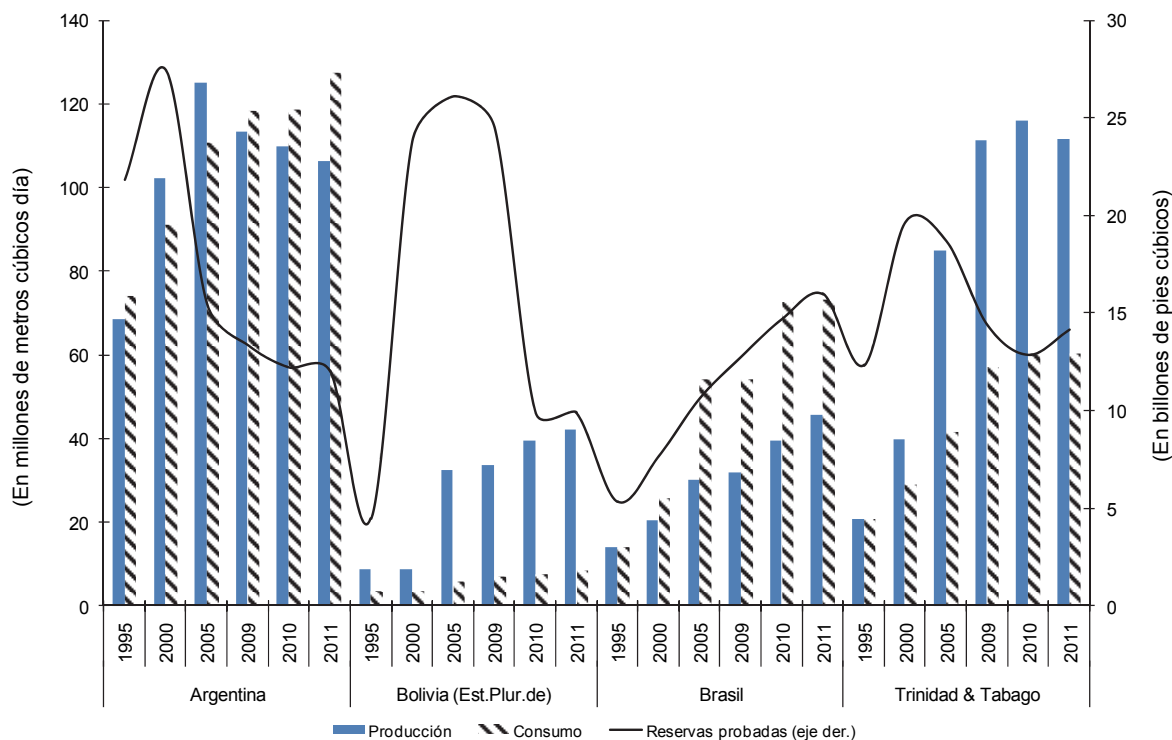
Sin embargo pareciera que los bajos precios energéticos no fueron suficientes en la captación de mayor inversión y actividad en exploración y producción. A niveles de producción del año 2010 y no reemplazo de reservas probadas de gas natural y petróleo se estima que las mismas durarían 9 y 11 años respectivamente lo que se reflejó en su evidente disminución la última década² (véase el gráfico 3).

Por otro lado a la par de la disminución de reservas y producción, se contó con menor aporte por parte de Repsol YPF lo que ocasionó que la cuota de mercado de esta compañía se redujera de 42% a 34% para petróleo y de 35% a 23% para gas natural en el periodo 1997-2011, dando paso a que Total Austral fuese la más importante en la producción con una cuota del 32% (véase el gráfico 4).

El desbalance entre la oferta y demanda de hidrocarburos coadyuvó a un aumento en el nivel de importación y déficit comercial de combustibles de 9 y 3 MMM\$us respectivamente al año 2011, lo que propició el deterioro del balance global (véase el gráfico 5). Los tradicionales exportadores de gas natural regional como el Estado Plurinacional de Bolivia (ductos) y Trinidad y Tabago (LNG), pese a tener reservas declinantes, presentaron una producción excedente sobre el consumo interno lo que permitió ser los principales proveedores del mercado argentino.

² Tanto los precios subvaluados como la menor cantidad producida contribuyeron a la disminución del valor de las regalías provinciales e impuestos del sector como el Impuesto sobre Combustibles Líquidos y Gas Natural ICGL (Barreiro, 2011).

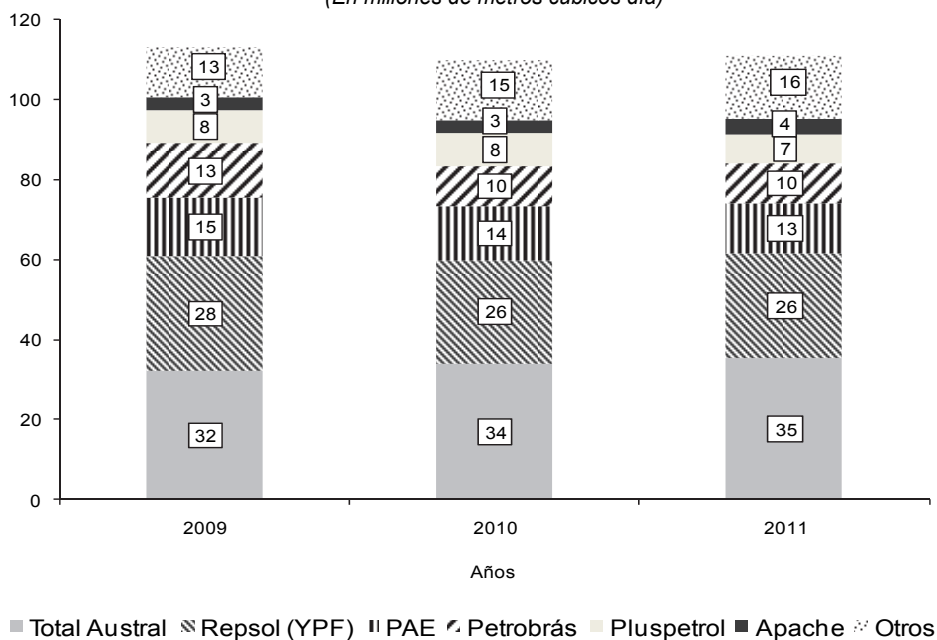
GRÁFICO 3
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (PAÍSES SELECCIONADOS): PRODUCCIÓN, CONSUMO Y RESERVAS
PROBADAS DE GAS NATURAL



Fuente: Elaboración propia en base a BP, 2012, 2011 y datos calculados por el autor.

Nota: Los datos corresponden al gas natural seco, después del proceso de separación de líquidos asociados.

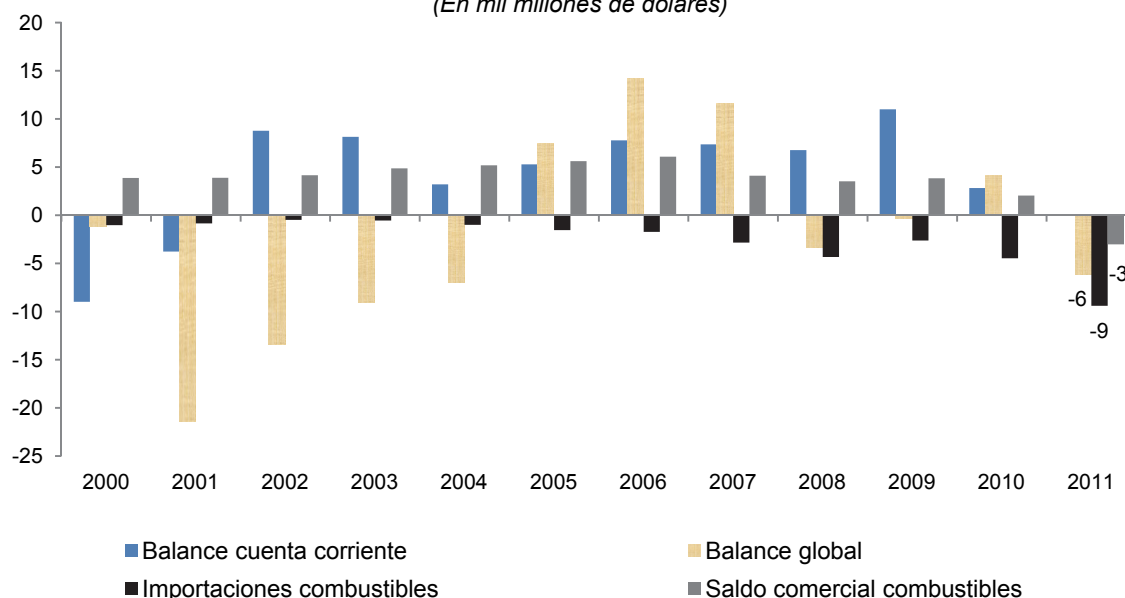
GRÁFICO 4
ARGENTINA: PRODUCCIÓN ENTREGADA DE GAS NATURAL POR EMPRESAS
(En millones de metros cúbicos día)



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía de la República Argentina, 2012, EIA, 2012.

Nota: El gas natural corresponde a un gas natural seco y es aquél entregado al mercado interno.

GRÁFICO 5
ARGENTINA: EVOLUCIÓN DE LA BALANZA DE PAGOS
(En mil millones de dólares)



Fuente: Elaboración propia en base a CEPAL, 2012 y UNCTAD, 2012

Entre el año 2011 y el 2012 las importaciones argentinas de gas natural crecieron en más de 60% determinadas en un 72% por el efecto volumen y en un 28% por el efecto precio (véase el cuadro 1). El Estado Plurinacional de Bolivia a través del contrato de suministro de largo plazo fue el principal proveedor con más de la mitad del requerimiento y cuyo precio resultó ser dos tercios el precio LNG suministrado entre otros por Trinidad y Tabago en el mercado *spot*. Este aumento en la importación no deja de representar una preocupación respecto al equilibrio del balance comercial y requerimiento de divisas, situación que asimismo tiene influencia en la administración de la política cambiaria.

CUADRO 1
ARGENTINA: IMPORTACIONES DE GAS NATURAL
(En unidades específicas)

País (Medio)	VARIABLES	Unidades	2011	2012	Crecimiento (en porcentajes)	Efecto en crecimiento (en porcentajes)
Bolivia (Est. Plur. de Ducto)	Volumen	MMmcd	9	16	72	82
	Precio	\$us/MMbtu	9	10	13	18
	Valor	MMM\$us	1,05	2,03	94	100
Trinidad y Tabago, otros (LNG)	Volumen	MMmcd	11	13	17	41
	Precio	\$us/MMbtu	13	16	25	59
	Valor	MM\$us	1,82	2,67	47	100
Total	Volumen	MMmcd	20	29	43	72
	Precio	\$us/MMbtu	11	13	15	28
	Valor	MMM\$us	2,87	4,70	64	100

Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de la Energía, 2012 y La Nación, 2013.

Nota: Los precios son estimados ponderados y corresponden a frontera CIF.

La nacionalización del 51% de las acciones de Repsol en YPF mediante Ley 26741 del 4 de Mayo de 2012, fue motivada en el autoabastecimiento de hidrocarburos y el desarrollo económico de las provincias al ser las propietarias de los recursos según la reforma constitucional del año 1994. Según el Poder Ejecutivo de la Argentina dichas acciones se justificaron en los altos valores históricos de ventas, utilidades e indicadores de rentabilidad evidenciados por Repsol desde el año 2003 los cuales permitieron remesar cerca del 85% de las utilidades, financiar la inversión realizada en la compra de acciones de YPF en el año 1999 y debido a la no reinversión acceder a mayores niveles de endeudamiento para financiar activos. Analistas del sector mencionan que a pesar de la compañía haber invertido cerca de 11 MMM\$us desde el año 2006 la no reinversión de utilidades pudiera haber sido motivada por el interés de financiar a través de dividendos las deudas contraídas por el accionista Eskenazi en la compra del 25% de acciones el año 2007 (The Economist, 2012a).

A futuro, el accionar de los gobiernos provinciales y su relacionamiento con la contraparte privada determinará el éxito en exploración y explotación de los recursos convencionales y no convencionales³ de gas natural. Para este último se estima que la Argentina posee cerca de 794Bpc de recursos técnicamente recuperables⁴ de los cuales sesenta por ciento se encuentran en reservorios como Vaca Muerta, Los Molles o Agrio en la provincia de Neuquén (véase el anexo 1).

B. Expectativas sobre los recursos gasíferos no convencionales

Con la información de agencias especializadas (AIE, 2012) se observa que al ser la Argentina y México los principales países latinoamericanos con recursos no convencionales de gas natural, éstos representan alrededor de 33% y 29% de aquéllos regionales de 2437Bpc y 7% y 6% de aquéllos mundiales de 26483Bpc respectivamente⁵. Sin embargo tomando en cuenta todos los recursos gasíferos la influencia argentina y mexicana en América Latina disminuye (véase el gráfico 6).

Otra estimación realizada por la EIA el 2011 cuantifica menores recursos para la Argentina de 774 y México de 681 Bpc. Para los otros países de la región dicha estimación alcanza los 226 Bpc para el Brasil, 64 para Chile, 62 para el Paraguay, 48 para el Estado Plurinacional de Bolivia, 21 para el Uruguay, 19 para Colombia y 11 para la República Bolivariana de Venezuela.

En la Argentina este tipo de recursos representó el 94% de aquéllos totales y a través de las reservas contribuyó con el 8% de la producción total de gas natural seco el año 2011 (véase el gráfico 7).

Sin embargo la viabilidad en la explotación de este tipo de recurso, en especial para países importadores, dependerá además de la voluntad política del comportamiento de aspectos dados por:

- Las bajas tasas de recuperación y producción del recurso que pueden ocasionar que los recursos *in situ* —a su vez limitados por factores geológicos, geoquímicos y geográficos que incrementan los costos— no sean económicamente atractivos para su total explotación.
- El menor retorno energético neto EROEI de este tipo de reservorios de 5:1 respecto a su par de reservorios convencionales de 7,6:1, significa un mayor costo de producción, una menor tasa de producción y usualmente un mayor daño ambiental en la etapa de extracción (Hughes, 2013).

³ El gas natural convencional es aquél gas natural recuperable en una roca reservorio porosa y permeable, encontrándose en fase gaseosa o disuelta en el petróleo y que puede ser técnicamente producido con métodos normales de producción.

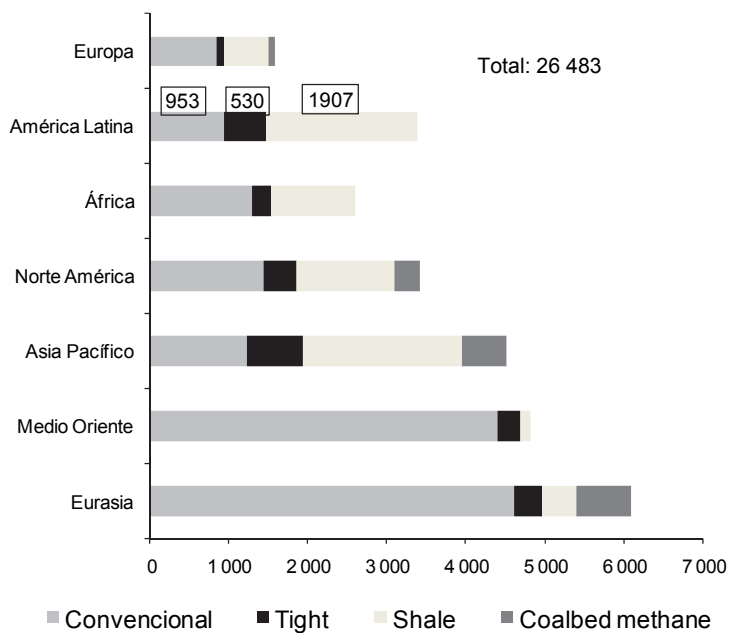
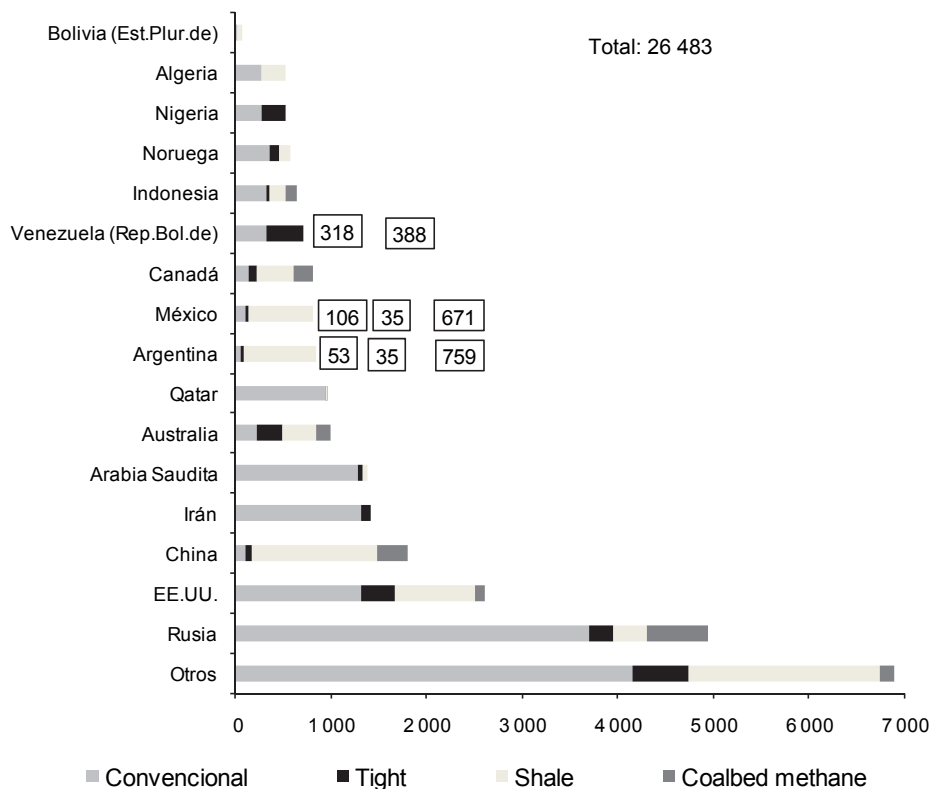
El *gas natural no convencional* es aquél que se encuentra en condiciones subterráneas difíciles y costosas de encontrar y producir como aquél en yacimientos impermeables (que necesitan una estimulación máxima y costosa), en yacimientos de hidratos, disuelto en agua de formación ó aquél proveniente de la gasificación *in-situ* del carbón. Dentro la clasificación del gas no convencional se encuentran: a) Gas de Esquista/Lutita/Pizarra (*Shale gas*), que es el gas natural encontrado en roca sedimentaria detrítica arcillosa rica en materia orgánica caracterizada por baja permeabilidad y migración. b) Gas en arenas compactas (*Tight gas*), que es el gas natural encontrado en rocas sedimentarias muy compactas de areniscas de grano fino, con cemento calcáreo, ferruginoso o silíceo de baja permeabilidad y migración, de requerida utilización de técnicas como aquélla de fractura hidráulica. c) Gas Grisú (*Coalbed methane*), que es el gas natural de prevalencia metano encontrado en los depósitos de carbón (ENI 2002, AIE, 2012).

⁴ Son recursos técnicamente recuperables a los recursos *in-situ* descubiertos y no descubiertos recuperables bajo la tecnología actual sin considerar aspectos económicos, estos recursos se vuelven reservas una vez que sean descubiertos y comerciales. Se puede asimismo entender como recursos recuperables remanentes a la suma de reservas, recursos contingentes y prospectivos (SPE, 2010).

⁵ Una estimación más conservadora llevada a cabo por PEMEX el 2012 calculó estos recursos entre 150 y 459 Bpc (Estrada, 2013).

GRÁFICO 6 RECURSOS TÉCNICAMENTE RECUPERABLES DE GAS NATURAL, AÑO 2011

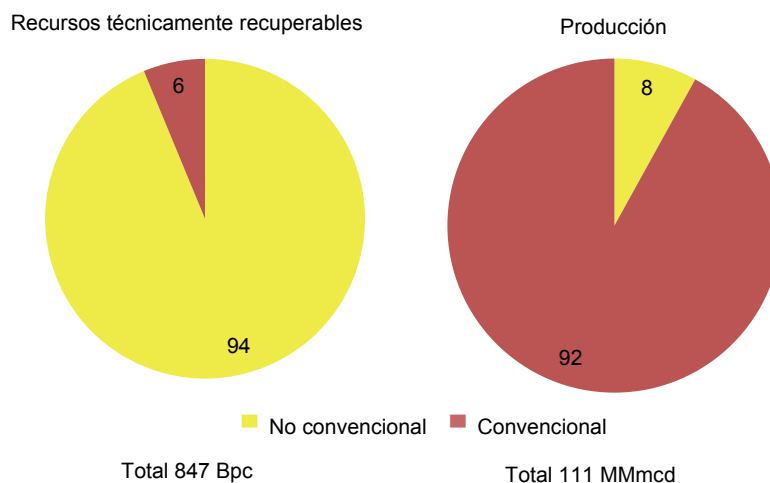
(En billones de pies cúbicos)



Fuente: Elaboración propia en base a AIE, 2012.

Notas: Los datos son estimados dado que la información original se encuentra agrupada a nivel de regiones OCDE.

GRÁFICO 7
ARGENTINA: PARTICIPACIÓN DEL GAS NATURAL EN RECURSOS Y PRODUCCIÓN, AÑO 2011
 (En porcentaje del total y en unidades específicas)



Fuente: Elaboración propia en base a AIE 2012 y Secretaría de Energía de la República Argentina 2012

Nota: Los recursos se encuentran en billones de pies cúbicos, la producción en millones de metros cúbicos día.

RECUADRO 1
CÍRCULO VIRTUOSO EN EL DESARROLLO TECNOLÓGICO

La tecnología de desarrollo de yacimientos de gas natural no convencional a través de la fractura de roca no porosa e impermeable, mediante inyección a alta presión de compuestos de agua, arena y químicos, fue desarrollada desde principios de los años ochenta por el ingeniero estadounidense George Mitchell.

La compañía a su cargo *Mitchell Energy* que por veinte años hizo experimentos sobre el reservorio Barnett en Texas, EE.UU. desarrolló en el año 1991 una fórmula exitosa en extracción de hidrocarburos de rocas de baja permeabilidad, densas de porosidad, bajas tasa de recuperación (de cerca 20%) y rápida pérdida de presión que ocasiona entre otros una alta tasa de disminución en la producción el primer año (de cerca 47% y 78%). Los anteriores aspectos geológicos ocasionan la necesidad de gran actividad de perforación en pozos, alta rotación de equipos de perforación y una importante provisión de agua y energía.

El emprendimiento contó con el apoyo del Departamento de Energía de EE.UU a través del Proyecto *Eastern Gas Shales*, el cual fomentó por catorce años este tipo de proyectos de investigación tecnológica por un valor de 137 MM\$us.

En el año 2002 Mitchell vendió su compañía a *Devon Energy* por un valor de 3,2 MMM\$us, que con su experiencia en la perforación horizontal de pozos perfeccionó asimismo la técnica.

Actualmente la perforación vertical a gran profundidad con la posterior perforación horizontal en ángulos cercanos a noventa grados junto con la fractura de múltiples etapas en una gran actividad en perforación, son los aspectos prácticos y tecnológicos que están revolucionando la industria, la economía y la política energética a nivel mundial.

Fuente: Elaboración propia en base a la recopilación de artículos especializados.

II. Autosuficiencia energética

A. Inversión sostenible

La AIE estima una mayor inversión de cerca 5 MM\$us para un pozo de reservorio no convencional que para uno convencional debido a la tecnología de fractura hidráulica, lo que asimismo cambia la estructura de costos. Para el primero cerca del 40% y 60% de la inversión se destina a actividades de perforación y terminación respectivamente⁶, al contrario del 85% y 15% que se da para el segundo.

El desarrollo sostenible de reservorios no convencionales tiene que estar en línea con la implementación y cumplimiento de estrictos niveles de control medioambiental, transparencia y participación de los grupos de interés, con el fin de prevenir una eventual oposición pública hacia las actividades de perforación y desarrollo del gas no convencional. Sin embargo las anteriores medidas de prevención incrementarían los costos de inversión —principalmente aquéllos de terminación— en más de 0,5 MM\$US por pozo, representando un incremento del 7% respecto a un desarrollo tradicional (véase el cuadro 2).

El control medioambiental se da por el uso responsable del agua a través de mejoras en el sistema de disposición de residuos y re uso óptimo de agua, prevención de derrames en acuíferos, minimización del uso de compuestos químicos, medidas de cero venteo, mínima quema, mejora en la planificación de proyectos y control regulatorio entre otros, dentro una interacción y confianza mutua entre gobierno y productores.

Asimismo es de importancia el establecimiento de estándares de calidad del aire y transparencia de información respecto a los insumos químicos utilizados en los fluidos de perforación.

⁶ La actividad de perforación implica costos en servicios de perforación y cementación, torres de perforación, logística y preparación de terreno. La actividad de terminación implica costos en fluidos y disposición de residuos, fractura hidráulica y materiales.

CUADRO 2
CARACTERÍSTICAS Y ESTRUCTURA DE COSTO POZO, POR TIPO DE RESERVORIO, AÑO 2012
 (En unidades específicas)

	Unidades	Convencional		No convencional		
		Desarrollo tradicional ^a	En porcentajes del total ^b	Desarrollo tradicional ^c	Desarrollo sostenible	En porcentajes del total ^c
Características del campo						
Perforación						
• Vertical	m/pozo	2 500-3 500		3 000		
• Horizontal	m/pozo			1 000		
Apuntalante	Mt/pozo			2		
Agua	MMl/pozo			10-15		
Tiempo de perforación	días	40-200		20-40		
Recuperación final estimada (EUR)	MMpc/pozo	11 000		300-3000		
Productividad media	MMpcd/pozo	1		0,1-2,4		
Producción inicial primer año	MMpcd/pozo			0,2-8		
Tasa de declinación de la producción el primer año	Porcentajes			47-78		
Recuperación de gas natural <i>in situ</i>	Porcentajes	40-75		20-35		
Pozos requeridos en etapa de producción	Números			1 800-15 000		
Estructura de costo pozo						
Costo de operación	\$us/Mpc	3,0		3,0		
Costo de perforación y terminación	MM\$us/pozo	3,0	100	8,0	8,5	100
• Perforación		2,6	85	3,2	3,3	39
- Servicios		1,1	37	1,2	1,3	16
- Torre de perforación		1,2	40	1,6	1,6	19
- Preparación de terreno y logística		0,3	8	0,3	0,4	4
• Terminación		0,5	15	4,8	5,2	61
- Fluidos y disposición		0,1	5	0,5	0,6	7
- Fractura hidráulica				3,2	3,5	41
- Materiales		0,3	10	1,1	1,1	13

Fuente: Elaboración propia en base a AIE, 2012, Hughes, 2013.

Notas:

- ^a Datos estimados promedios ya que los mismos varían según las condiciones técnicas, geológicas y de mercado presentes en cada país, reservorio y/o campo específico.
- ^b Los valores pueden no sumar al total debido al redondeo.
- ^c Información estimada promedio de los mayores diez campos productores en tierra *onshore* en los Estados Unidos.

Dado lo anterior se estima que para el desarrollo sostenible de los recursos mundiales sería necesaria una inversión total —desde la producción, refinación y transporte— de 9740MMM\$us⁷ hasta el año 2035, de los cuales el 8% correspondería a América Latina. La inversión regional requerida para el desarrollo de reservorios convencionales y no convencionales alcanzaría un monto acumulado de 510 y 150 MMM\$us¹⁰ ó 22 y 7 MMM\$us¹⁰ por año respectivamente⁸ (véase el gráfico 8).

Bajo el supuesto de similares características de desarrollo del gas no convencional en los países de la región⁹, la inversión en infraestructura para la exploración y desarrollo de los recursos argentinos de 794Bpc —que resultan ser 33% de aquéllos latinoamericanos— podrían representar 49 de los 150 MMM\$us¹⁰ requeridos en la región¹⁰. Otras estimaciones consideran que la formación Vaca Muerta de la provincia Neuquén podría aumentar la producción en cincuenta por ciento con una inversión estimada en 42 MMM\$us¹⁰ para los próximos años (Instituto Fraser, 2012).

⁷ En el período 2012-2020 el 36% y 64% de la inversión total será destinada al desarrollo de reservorios no-convencionales y convencionales respectivamente; mientras que en el período 2021-2035 dichas proporciones aumentarían a 44% y 56% (AIE, 2012).

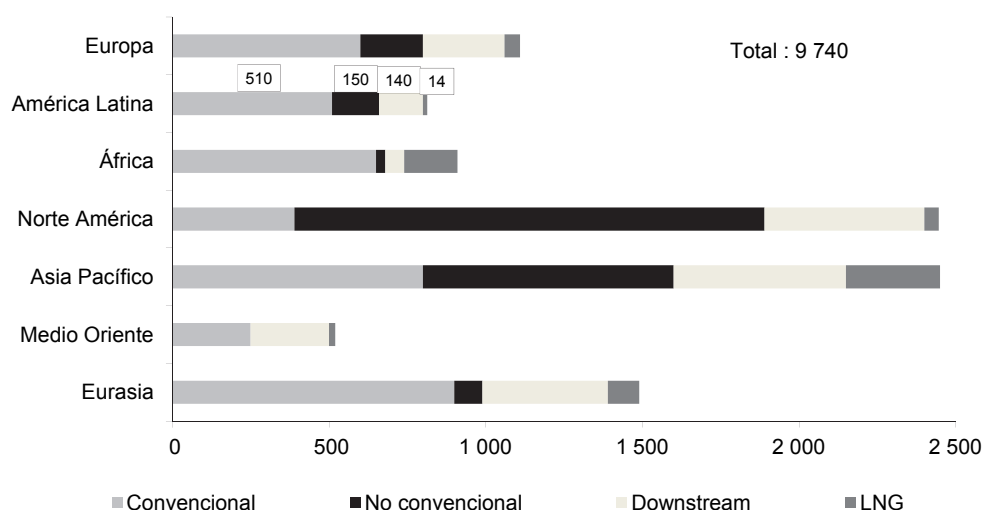
⁸ Estos montos de inversión consideran las premisas de desarrollo sostenible ó “reglas doradas” presentes en la “edad dorada del gas natural” propuestas por la AIE el 2012.

⁹ Dado por comparables condiciones geológicas en la exploración, equiparable infraestructura en desarrollo de pozos, construcción de líneas de recolección, plantas de proceso y similar aplicación tecnológica entre los países.

¹⁰ Para el caso de México se estima inversiones cercanas a 178 miles de millones de dólares, es decir 93, 47, 35 y 3 miles de millones de dólares para el desarrollo convencional, no convencional, *downstream* y LNG respectivamente.

GRÁFICO 8
INVERSIONES REQUERIDAS PARA EL DESARROLLO DE RESERVORIOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES, POR REGIÓN, PERÍODO 2012-2035

(En miles de millones de dólares del año 2010)



Fuente: Elaboración propia en base a AIE, 2012.

Nota: Los datos son aproximados dado que la información original se encuentra agrupada a nivel de regiones OCDE.

Asimismo la empresa estatal YPF contempla en su plan quinquenal de inversiones montos en el orden de 37MMM\$us para el período 2013-2017 destinado principalmente al desarrollo de no convencionales y recuperación de pozos en una intensa campaña de perforación¹¹. Dicho monto se espera sea financiado en dos tercios por el flujo de caja de la compañía y en un tercio por la emisión de deuda y por alianzas con los socios extranjeros— éstas últimas ya iniciadas mediante la suscripción de cartas de intenciones con la compañía estadounidense Chevron ó la sino-argentina Bidas el año 2012. Sin embargo el monto definitivo de inversión es aún preliminar y depende a su vez de infraestructura pública adicional en carreteras, red de acueductos y otros¹².

¹¹ Daniel Montamat y Guillermo Coco ex presidente de YPF y actual Ministro de Energía de la Provincia de Neuquén respectivamente, estiman necesaria la perforación de 2000 pozos por año y 10000 pozos en quince años respectivamente. Por su parte medios de prensa estiman que el desarrollo de los recursos costaría entre 5 y 25 MMM\$us al año. Fuente: The Washington Post, 2012a, The Economist, 2012a y BBC Mundo, 2012.

¹² Iniciativas interesantes son aquellas del gobierno provincial del Neuquén que proponen la construcción de una red de acueductos "Red Azul" y de parques eólicos en campos de *shale gas*. La red pretende utilizar el uno por ciento del potencial hídrico de la región para las operaciones de fractura y los parques eólicos, a razón de una torre eólica de 2Mw por cada diez pozos, se espera generen electricidad para las operaciones en campos e inyección a la red.

RECUADRO 2 LA EXPERIENCIA ESTADOUNIDENSE

A principios del siglo veintiuno EE.UU. se resignaba a la dependencia energética de países políticamente inestables. La industria apuntaba a la ampliación de infraestructura de regasificación LNG a través del desarrollo de campos gasíferos en otros continentes, como aquél ruso de Shtockman u otros en Qatar, sin embargo el incremento de la producción interna hizo que dichas ideas sean pospuestas.

El desarrollo de las reservas de gas no convencional evidenciado a partir de la segunda mitad del decenio fue impulsado por una serie de factores.

El impulso tecnológico que junto con los altos precios del gas natural cercanos a 9 \$us/MMbtu el año 2005 y los incentivos fiscales en la perforación permitieron que la producción aumente y que la explotación de este tipo de yacimientos sea rentable especialmente en aquéllos de alto poder calórico, donde además de la extracción de metano se extraen licuables de valor como el etano, propano, butano y condensados.

Asimismo la regulación de gasoductos en función al principio de libre acceso independiente del tamaño del productor, la gran disponibilidad de infraestructura y servicios de perforación necesarios y los derechos de propiedad establecidos sobre los recursos del subsuelo —donde el propietario del suelo es asimismo propietario de su riqueza— son aspectos congruentes y coincidentes que fomentaron el desarrollo (véase el anexo 2).

Sin embargo la disminución de los costos en exploración y desarrollo que se viene dando en los últimos años por economías de escala en la aplicación tecnológica, que permite a su vez incrementar los volúmenes de recuperación final estimada EUR, se ve opacada por el incremento en los costos de operación y en la disminución de los precios del gas natural.

Precios del mercado *Henry Hub* de 4 \$us/MMbtu, evidenciados en los años 2009 y 2011, sólo permitirían desarrollar los reservorios más baratos así como financiar parte de la inversión de capital y no la totalidad del costo de operación para los productores estadounidenses. A mediano plazo las empresas más pequeñas serían las más propensas a salir del mercado dado sus costos e importantes niveles de endeudamiento y pago de intereses, los que en última instancia influirían sobre su ranking crediticio. Sin embargo, la permanencia en el mercado estaría motivada por expectativas de mayores precios o menores costos futuros, retención de concesiones ligadas a compromisos de perforación, razones estratégicas dadas por mayor conocimiento del reservorio ó renuencia en mostrar disminuciones en la producción ante los accionistas.

En este sentido las compañías enfrentan una estrategia de reducir sus costos de producción, implementar mecanismos de cobertura financiera y buscar reservorios de alto poder calórico presente en reservorios de gas rico ó asociados a la producción de crudo. Se estima que reservorios con al menos un 25% (ó 40%) de contenido de líquidos podrían ser rentables a un precio del gas natural de 4 (ó 2,8) \$us/MMbtu como el observado el año 2011 (ó 2012).

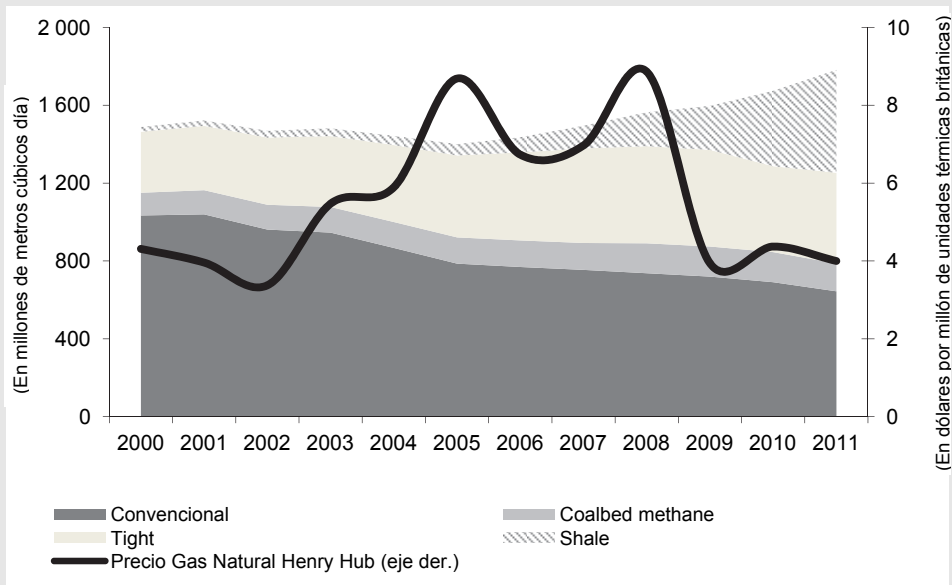
Se espera que al año 2020 el incremento en costos contribuya a un incremento en los precios en torno a 8 \$us/MMbtu. La presión sobre los costos podría darse por un incremento en la provisión de servicios, competencia con proyectos de petróleo respecto a la disponibilidad de torres de perforación y mayor demanda que requerirá un suministro adicional de gas natural a través de reservorios más caros. El impacto sobre la demanda sería causado por el sector eléctrico en la sustitución, por cuestiones ambientales, de carbón por gas natural en la generación eléctrica.

Una eventual exportación de gas natural estadounidense estaría dada por la estrategia corporativa de diversificación de portafolios en la asignación de mercados, al grado de indexación de los precios del gas natural con aquéllos del crudo, a la reacción rusa ante la competencia estadounidense en la provisión de gas natural y al desarrollo del gas no convencional en países como Canadá, China, Polonia y Australia.

Existe la percepción que la actual modificación en algunas plantas estadounidenses de LNG de importadoras (ó regasificadoras) a exportadoras (ó licuefactoras) — como la terminal Sabine Pass en Luisiana EE.UU. operada por Cheniere Energy u otras que se encuentran a la espera de los permisos correspondientes— podrían vender gas natural estadounidense a partir del año 2015 a mercados en Asia, Europa y América del Sur en precios menores de hasta un 40%. Situación que consolidaría la revolución del gas natural no convencional a nivel mundial y representaría para la economía estadounidense mayores ingresos por exportaciones, creación de valor y empleo.

Recuadro 2 (conclusión)

GRÁFICO 1
ESTADOS UNIDOS: PRODUCCIÓN Y PRECIO DEL GAS NATURAL

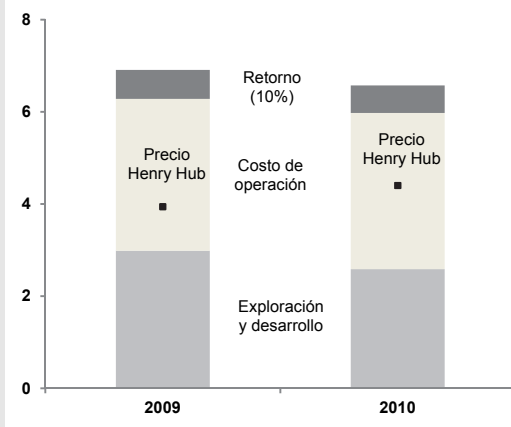


Fuente: Elaboración propia en base a EIA, 2012.

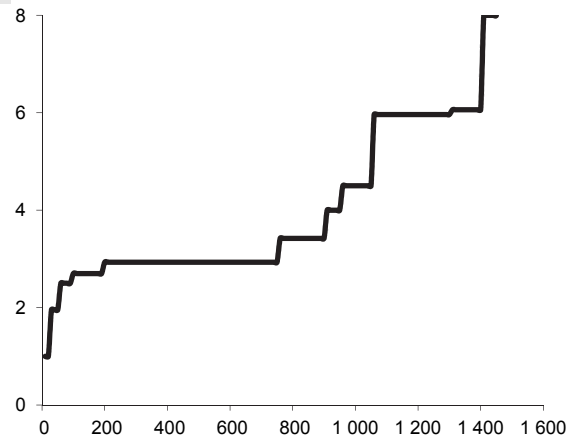
GRÁFICO 2
ESTADOS UNIDOS: COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN^a

(En dólares por millón de unidades térmicas británicas)

a) Por años^b



b) Por recursos recuperables (Bpc)^c



Fuente: Elaboración propia en base a Michot, 2011, Barreiro, 2011, Janssens, 2012, AIE, 2012b y artículos especializados.

^a Los costos de inversión y operación del gas natural no convencional corresponden al promedio de empresas estadounidenses

^b El costo total promedio para los años incluye un retorno libre de riesgo del 10%.

^c Los costos de inversión y operación break even cost ó curva de oferta es el costo unitario por tamaño de reservorio que equilibra ingresos y egresos y asegura un retorno mínimo a la inversión. Se utilizó el poder calórico de 1,024 MMbtu/Mpc.

B. Percepción de los determinantes de la inversión

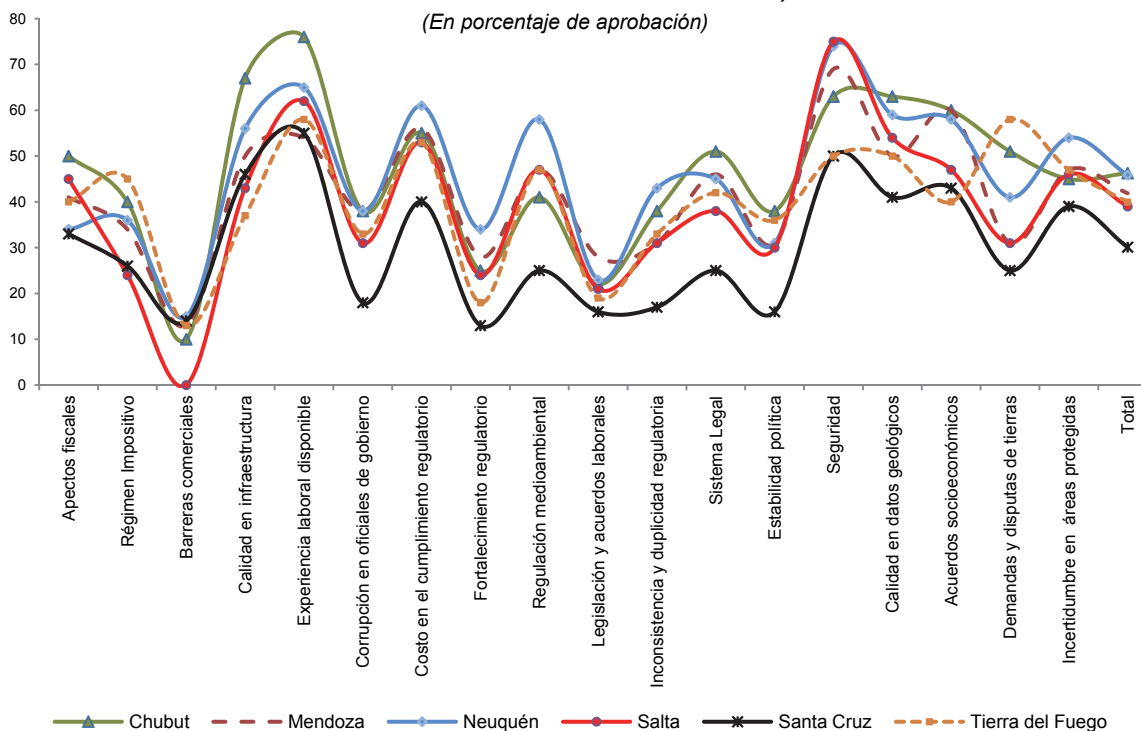
La política de soberanía energética argentina estipulada mediante el Decreto 1277 del 25 de julio de 2012, establece el procedimiento respecto a la planificación, coordinación y control de las actividades de inversión. Para su cumplimiento es necesaria la sinergia de aspectos comerciales, regulatorios, geopolíticos y socio-ambientales enfocados hacia la disminución de riesgos económicos y geológicos¹³.

Sin embargo la encuesta del año 2012 llevada a cabo por el Instituto Fraser a seiscientos veintitrés ejecutivos de empresas petroleras respecto a las barreras existentes para la inversión en ciento cuarenta y siete jurisdicciones mundiales mostró resultados interesantes para la Argentina.

De un total de dieciocho preguntas en el ámbito comercial, regulatorio, geopolítico y socio-ambiental los encuestados dieron una valoración respecto a si éstas contribuían ó representaban un riesgo nulo, bajo, medio o alto en la atracción de inversiones para actividades de exploración y desarrollo de hidrocarburos. Asimismo se preguntó el grado de incremento en inversión hacia una eventual transición a buenas prácticas dadas por mejoras en regalías, regulación medio ambiental, costo de cumplimiento regulatorio, repatriación de utilidades, sistema judicial justo y transparente y seguridad para el personal y bienes privados.

Dentro de las jurisdicciones consideradas están aquellas argentinas representadas por las provincias de Chubut, Mendoza, Neuquén, Salta, Santa Cruz y Tierra del Fuego (véase el gráfico 9).

GRÁFICO 9
ARGENTINA: ASPECTOS COMERCIALES, REGULATORIOS, POLÍTICOS Y SOCIOECONÓMICOS EN LA ATRACCIÓN DE INVERSIÓN PETROLERA, AÑO 2012



Fuente: Elaboración propia en base Instituto Fraser, 2012.

Nota: Los porcentajes representan las respuestas de los ejecutivos que catalogaron los dieciocho aspectos dentro las opciones 1 y 2 dados por "Fomenta la inversión" y "No representa obstáculo para la inversión".

¹³ Mediante un análisis de sensibilidad, se estima que la variable que presenta el mayor impacto sobre la rentabilidad de este tipo de proyectos se da por la tasa de declinación de la producción el primer año, cuyo impacto resulta ser el doble de aquéllos dados por la inversión en pozo y el caudal de producción inicial que la suceden (Standard and Poor's, 2011).

Los primeros seis aspectos de orden comercial demuestran que la preocupación de la industria se basa en la existencia de “barreras comerciales”, donde el nivel de aprobación no sobrepasa el 20%.

Los controles a la importación, la demora en los trámites de internación, los impuestos a la exportación de hidrocarburos, las restricciones en política cambiaria y el mercado paralelo de divisas ciertamente influyen en los resultados de la encuesta. Actualmente las restricciones cambiarias y los procesos de internación, pueden ocasionar que las importaciones se vean demoradas hasta en tres meses, atrasando la puesta en marcha y poniendo en riesgo la factibilidad financiera de los proyectos.

La fortaleza que poseen las provincias en el ámbito comercial es aquella dada por la “experiencia laboral disponible”, especialmente en Chubut con un nivel de aprobación del 80%. Sin embargo es de preocupación para las autoridades provinciales y productores de Neuquén el contar con mayor capacitación para geólogos, ingenieros y personal de campo acompañada de una relación positiva con los sindicatos. Se estima que el costo laboral unitario en la industria se encuentra por encima del brasileño, estadounidense o mexicano con un aumento del 60% el último quinquenio, situación que demuestra que el incremento salarial pudiera no estar acompañado de aumentos en la productividad (Etcheverry, 2012).

Los siguientes seis aspectos de orden regulatorio muestran que la jurisdicción en las provincias de Neuquén y Santa Cruz, con una aprobación del 60% para el “costo de cumplimiento regulatorio” y cerca el 15% para el “fortalecimiento regulatorio” respectivamente, resultan ser opuestas en la percepción favorable hacia la inversión. En opinión de los ejecutivos, el sistema legal de Chubut es mejor que de las otras provincias por más que tenga un bajo nivel de aceptación de cerca el 50%.

La “estabilidad política” y la “seguridad” son aspectos de orden geopolítico difícil de revertir y de contar con un bajo grado de aprobación, representan la percepción de amenaza hacia la seguridad física y de bienes. En las provincias existe la sensación de una alta inestabilidad política por más que exista una relativa seguridad, aspecto eventualmente influido por la nacionalización de las acciones de Repsol en YPF. Salta de ser la segunda provincia menos estable políticamente es la que mayor seguridad física ofrece.

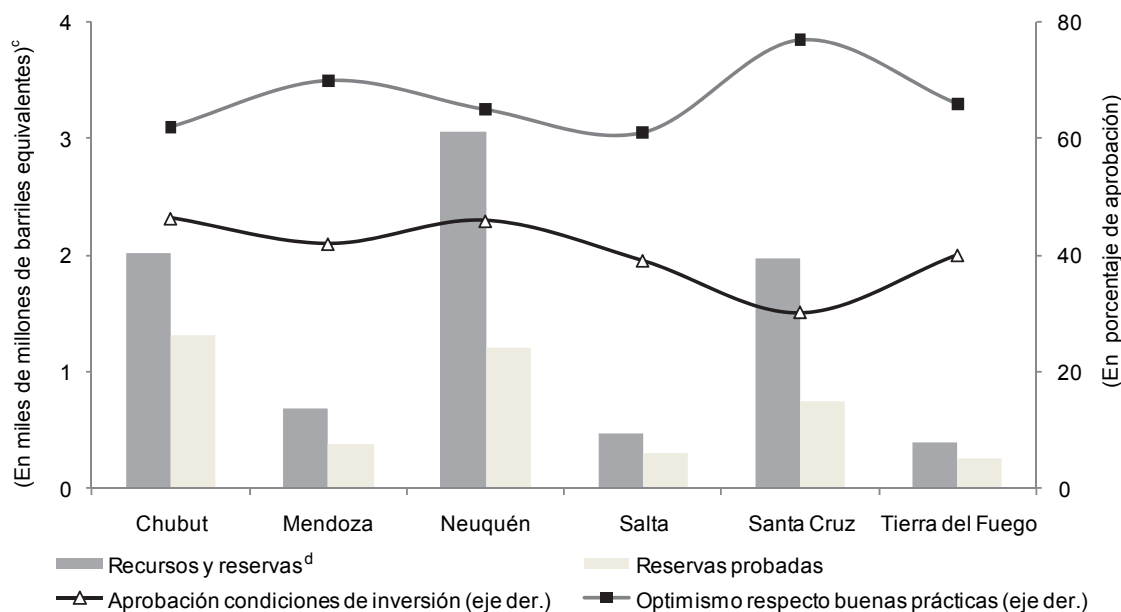
La “calidad de los datos geológicos” de la provincia de Neuquén, e implícitamente del reservorio no convencional Vaca Muerta, muestra una aprobación insuficiente del 55% dada la alta expectativa sobre la que se basa la estrategia futura de provisión energética. Se espera que este nivel mejore a medida que aumente la prospectiva de recursos y éstos se conviertan en reservas.

El manejo de tierra, territorio y relación con las comunidades tienen un nivel de aceptación promedio en torno al 50% donde Chubut tiene mejor percepción que la también sureña provincia de Santa Cruz. Si bien Tierra del Fuego es la de menor grado en cuanto a disputas de tierras es asimismo la menos exitosa en la solución de conflictos mediante acuerdos con las comunidades.

Por la alta sensibilidad medioambiental en el desarrollo del gas no convencional, el llegar a acuerdos satisfactorios con las comunidades, la correcta delimitación de áreas protegidas y el respeto a los territorios indígenas es esencial; por lo que la percepción de riesgo existente sobre este punto tendría que disminuir. De igual forma se debiera tomar medidas respecto a la agilización en permisos de aprobación de licencias ambientales que resultan ser de preocupación.

En agregado el promedio de aprobación de los dieciocho componentes demuestra que las provincias de Santa Cruz y Salta son las que presentarían las condiciones menos favorables para la atracción de inversiones, aunque la primera presenta el mayor grado de optimismo hacia mejores prácticas, situación con una ponderación del 80% (véase el gráfico 10).

GRÁFICO 10
ARGENTINA: PORCENTAJE DE APROBACIÓN^a Y OPTIMISMO DE BUENAS PRÁCTICAS^b
EN INVERSIÓN, AÑO 2012



Fuente: Elaboración propia en base Instituto Fraser, 2012 y Secretaría de Energía de Argentina, 2012.

^a El porcentaje de aprobación es el promedio de las respuestas de los ejecutivos que catalogaron los dieciocho aspectos dentro las opciones 1 y 2 dados por "Fomenta la inversión" y "No representa obstáculo para la inversión".

^b El porcentaje de optimismo representa las respuestas de los ejecutivos que catalogaron que una transición hacia buenas prácticas incrementarían en al menos 20% el monto de inversión en la industria.

^c Para la conversión de unidades de gas natural a barriles equivalentes, se utilizó el factor de 5,61Mpc por boe.

^d Si bien debiera existir cautela y restricción al sumar recursos y reservas, dados por aspectos de correlación y no independencia de variables, la misma se la realiza con el fin de tener una aproximación respecto a los recursos técnicamente recuperables. Las reservas y recursos corresponden a finales del año 2010.

Dado que las provincias de Neuquén y Chubut cuentan con las mayores reservas probadas de hidrocarburos de cerca 1,3 MMMboe y una importante prospectiva en cuanto a recursos, el 46% de aprobación a las condiciones de atracción de inversiones podría resultar insuficiente.

El considerar un sistema de asignación de áreas mediante subasta pública que contemple la eficiencia, transparencia y participación de la empresa estatal YPF, puede resultar positivo en la atracción de inversiones. Este proceso debiera requerir de las empresas participantes la realización de ofertas de contenido local en mano de obra y servicios en la construcción de infraestructura y provisión de equipos, situación que permitiría la creación de encadenamientos productivos con valor agregado.

Aspectos relativos a la flexibilización de controles de precios, estabilidad del programa de incentivo Gas Plus, ausencia de restricciones sobre el comercio, remisión de utilidades al exterior, logística en la provisión de insumos, infraestructura caminera e hídrica y fomento a la innovación y difusión tecnológica representan temas de discusión y análisis en políticas públicas.

Una transferencia tecnológica exitosa permitirá la cuantificación del potencial y formación del reservorio, el diseño eficiente de zonas de perforación horizontal y la optimización en la fractura de roca. En este sentido la creación de centros de investigación y desarrollo como el Centro Tecnológico de Campos No Convencionales "Fundación Alejandría" en Neuquén resultan ser positivos y necesarios. La demora en alcanzar la pendiente más inclinada de rápido conocimiento presente en la curva de aprendizaje ó curva "S", podría limitar y atrasar el crecimiento económico, la creación de empleo, la mejora en balanza de pagos y en el presupuesto público. Esta situación podría tener impactos hacia una

mayor dependencia a las importaciones las que podrían triplicarse hasta los 60 MMmcd en el próximo quinquenio, dado el crecimiento en el consumo interno y la declinación en la producción en reservorios tradicionales, lo que coadyuvaría a una salida de divisas por hidrocarburos por más de 9 mil millones de dólares ó 2% del PIB evidenciada el año 2011.

RECUADRO 3 EL PROGRAMA DE INCENTIVO GAS PLUS AVANZA EN SU CONSOLIDACIÓN

La política del gobierno argentino del año 2008 se basó en la inversión y desarrollo de nuevos prospectos gasíferos y tuvo como principal incentivo la libertad de los productores de negociar con los compradores mayores precios de comercialización de gas natural que contemplen la solvencia de los costos asociados y aseguren una rentabilidad razonable.

Desde la implementación del programa, la concreción de setenta proyectos con una inversión total de 1 MMM\$us permitió que los nuevos prospectos gasíferos de gas no convencional contribuyan al 8% de la producción total el año 2011. En este sentido gracias a este programa el precio que se pagó a los proyectos de gas plus para suministro de generación eléctrica fue mayor que el precio referencial del administrador eléctrico mayorista "Cammesa", siendo el primero de 5 y el segundo de 3 \$us/MMbtu.

En los próximos años los cincuenta nuevos proyectos aprobados y comprometidos dentro del programa se espera exploren recursos y desarrollen reservas de 3,2 y 2,7 Bpc respectivamente con inversiones en torno a 4,2 MMM\$us. El 57% de esta inversión correspondería a proyectos de exploración y desarrollo de gas no convencional y el restante a proyectos de recuperación mejorada. Asimismo la perforación de 260 nuevos pozos permitirá un aumento en la producción de hasta 15 MMmcd.

Dado el estado del programa y la importante cantidad de recursos aún por descubrir y desarrollar, se evidencia la gran potencialidad de esta iniciativa a través de una mayor inversión futura.

Fuente: Hassekief, 2011.

C. Déficit energético y su aplacamiento

Los niveles crecientes de consumo y decrecientes de producción en la Argentina ocasionaron que la importación neta de gas natural se incremente los últimos años, siendo el Estado Plurinacional de Bolivia y Trinidad y Tabago los principales proveedores por ductos y LNG respectivamente¹⁴.

La evolución del consumo y producción determinará el grado de autosuficiencia energética. Dado un crecimiento anual de la demanda en torno al 2,3% y una participación en la matriz energética del 52%, se estima la dependencia argentina en gas natural bajo dos escenarios de producción. El primer escenario, escenario optimista, considera un crecimiento anual de 2,1% y se encuentra relacionado a las premisas de desarrollo sostenible de gas no convencional de la AIE, siendo que los largos períodos de maduración de la puesta a pleno de la producción de los yacimientos son cumplidos y que la producción incremental se sobrepone a la declinación de los campos. El segundo escenario de no inversión ó caso base se caracteriza por una producción que disminuye a una tasa de declinación de -2,7% al año¹⁵. En otras palabras dado un crecimiento del consumo interno en función al crecimiento económico se simula dos escenarios de suministro en función a dos perfiles de producción, el primero optimista con un crecimiento de 2,1% al año y el segundo pesimista con un crecimiento de -2,7% al año (véase el gráfico 11).

Los resultados obtenidos bajo el escenario de desarrollo del gas no convencional muestran que si bien la producción de gas natural aumenta, no logra equiparar la demanda creciente generando un déficit que debe ser cubierto por importaciones de hasta 30 MMmcd el año 2026, el cual podría ser suministrado por el Estado Plurinacional de Bolivia. Hasta el año 2014 será necesaria una importación adicional por vía marítima y a futuro ésta podría reemplazar al gas natural boliviano por ductos en

¹⁴ Las importaciones desde Trinidad y Tabago representaron el 92% y 69% del LNG requerido los años 2010 y 2011 respectivamente.

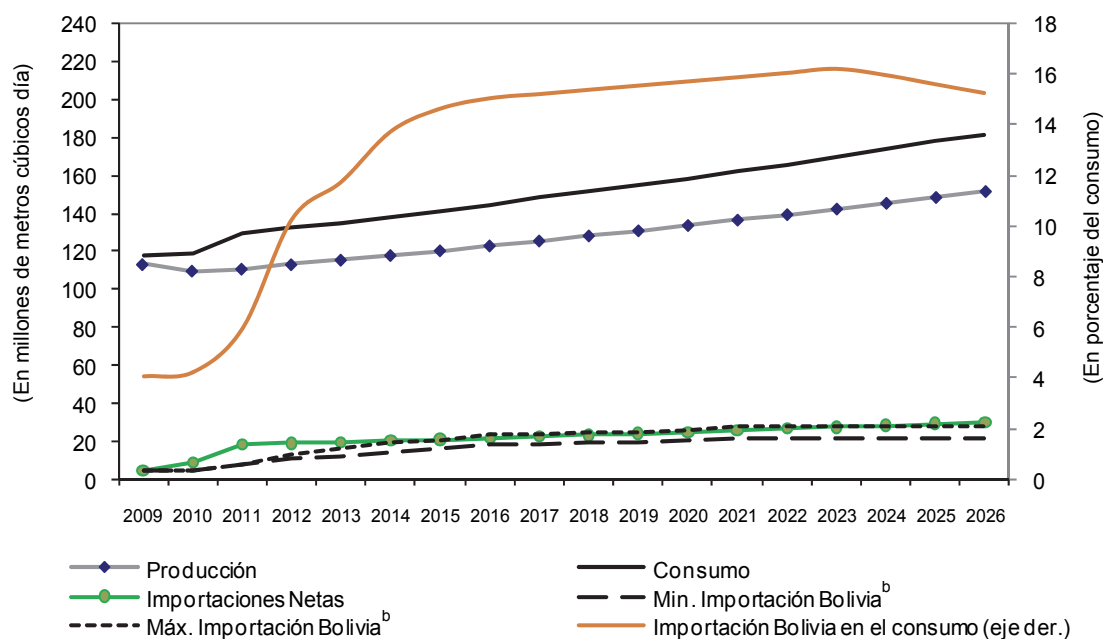
¹⁵ Estos escenarios consideran un crecimiento de la demanda energética en función al crecimiento anual del PIB mundial de 3,5% y poblacional de 0,9% estimado para el período 2010-2035. El desarrollo del gas no convencional traería un mayor crecimiento en la oferta y demanda de gas natural de 1,8% al año en comparación al 1,3% del caso base. Asimismo en el primer escenario la profundización del gas natural en la matriz energética pasaría del 21% al 25% en comparación con aquella del 21% al 22% del segundo escenario. La sustitución dada por el desarrollo del gas natural ocasionaría que la demanda de crudo crezca en cerca 0,4% al año, en comparación con 0,6% del caso base, disminuyendo para ambos casos su participación en la matriz de 32% al 27%.

máximo la diferencia entre la importación necesaria con el mínimo contractual¹⁶, cuyo volumen se encuentra en torno a 5 MMmcd. Dicha sustitución se daría por la implícita elasticidad cruzada de la demanda y por menores precios del LNG. De requerirse la provisión para el déficit la importación de este país cubriría la demanda argentina en cerca de 16%.

Los resultados obtenidos bajo el escenario del caso base muestran que las importaciones aumentarían en torno a 108 MMmcd el año 2026, no siendo suficiente la importación boliviana y requiriéndose además aquella por LNG. Ampliaciones en las terminales de Bahía Blanca y Escóbar, con capacidades actuales de entre 10 y 14MMmcd, podrían ser emprendidas así como la construcción de terminales de regasificación en el Golfo de San Matías en la provincia de Río Negro u otras emprendidas con el Uruguay. La proporción del consumo satisfecha por gas boliviano aumentaría a casi el 18% requiriéndose la máxima cantidad diaria contractual así como de volúmenes adicionales interrumpibles¹⁷.

GRÁFICO 11
ARGENTINA: BALANCE FUTURO DE GAS NATURAL, PERÍODO 2013-2026

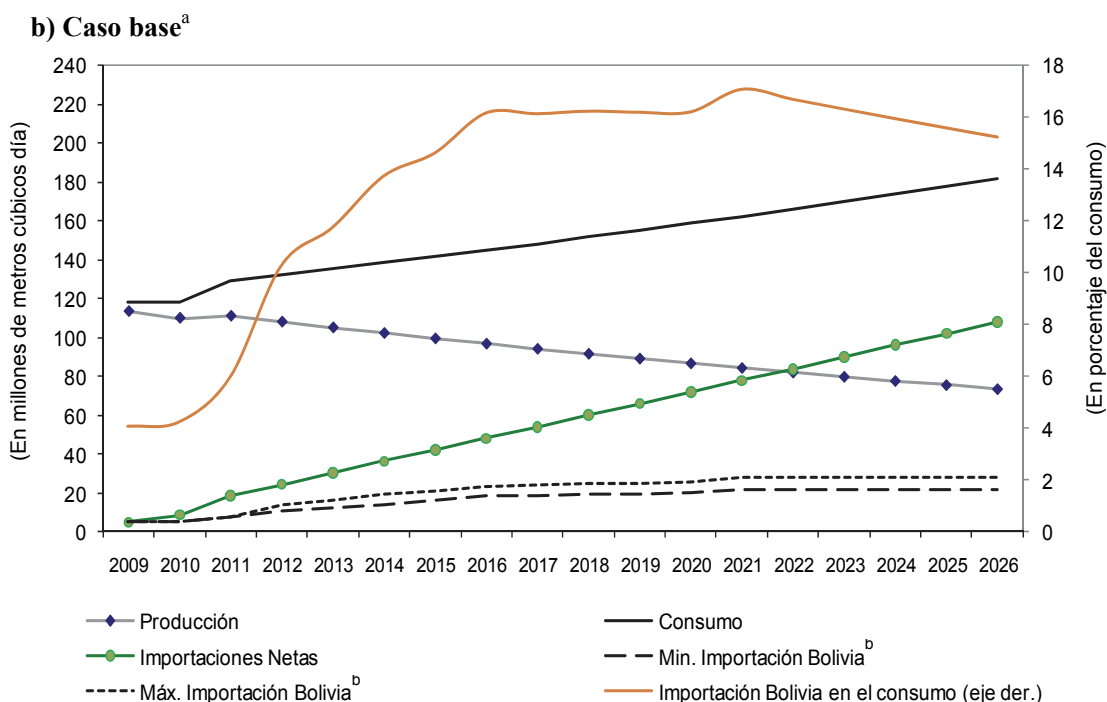
a) Desarrollo del gas natural no convencional^a



¹⁶ La garantía de recepción de volúmenes mínimos por parte de la Argentina (CDG2) se denomina *Deliver or Pay* la cual en el período de invierno y verano a partir del año 2015 resulta ser de 85% y 70% de la cantidad diaria contractual (CDC) respectivamente. De requerirse volúmenes menores a los mínimos, igualmente la Argentina pagaría el valor mínimo, siendo la diferencia volumétrica no retirada sujeta a reembolso futuro por parte de Bolivia (Est. Plur. de), acción de reposición denominada *Make Up*.

¹⁷ En julio de 2012 se firmó un contrato adicional interrumpible de gas natural por 3 MMmcd por un período de catorce años motivado por un menor precio boliviano de cerca 5 \$us/MMBtu en comparación con aquél del LNG trinitario.

Gráfico 11 (conclusión)



Fuente: Elaboración propia.

^a El caso de desarrollo del gas no convencional considera que la producción y el consumo crecen a tasas anuales del 2,1% y 2,3% respectivamente, mientras que el escenario base considera tasas anuales históricas de -2,7% y 2,3% respectivamente. Este último escenario es equiparable a un escenario de no inversión ante una producción declinante.

^b El máximo volumen de importación corresponde a la cantidad diaria contractual (CDC) del contrato adenda ENARSA-YFPB. El mínimo corresponde a la garantía de recepción Take or Pay por parte de ENARSA.

^c La información de los años 2009, 2010 y 2011 corresponde a datos reales.

D. Precios en competencia, indexación por mercados de crudo ó gas natural

En el año 2011 el gas natural boliviano y trinitario en *city gate* Buenos Aires costó cerca de 11 y 13 \$us/MMbtu respectivamente y se cobró cerca de 3 y 9 \$us/MMbtu a las empresas de generación eléctrica y usuarios de GNV respectivamente. Es decir, por cada millón de unidades térmicas británicas importado y destinado al mercado interno el gobierno argentino subsidia entre 2 y 10 \$us dependiendo el sector y las empresas petroleras productoras cobran precios inferiores a aquéllos internacionales (véase el gráfico 12).

A futuro el precio del gas natural importado, y el grado de suministro desde el Estado Plurinacional de Bolivia dependerá de los precios de los derivados de petróleo que lo determinan contractualmente siendo dependientes del precio WTI en una indexación por mercado de crudo.

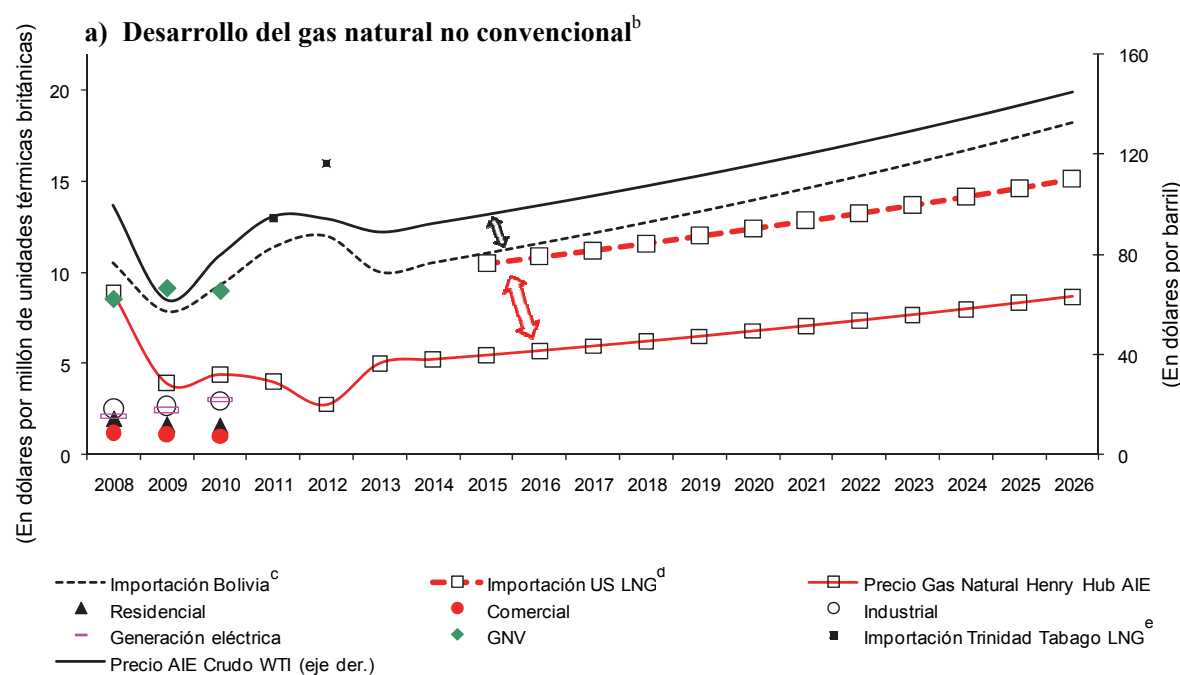
El precio del LNG dependerá de factores como el tipo de contrato de suministro, el origen de la provisión y el tipo de formación de precios que la determinan. Un suministro contractual de largo plazo desde Estados Unidos bajo una formación de precios indexada a mercados gas-gas como el precio *Henry Hub* podría representar menores precios que aquéllos obtenidos bajo una indexación a mercados de crudo en contratos *spot* provenientes de Trinidad y Tabago ó en su defecto a la provisión boliviana por ductos. Recordar que a partir del año 2009 la revolución del *shale gas* y la mayor producción estadounidense ocasionó que este mercado se consolide y permita que los precios disminuyan a 4 y 2,8 \$us/MMbtu en los años 2011 y 2012 respectivamente, desacoplándose de aquéllos alcistas del crudo.

Bajo el desarrollo del gas natural no convencional, se espera que los precios del crudo WTI y gas natural *Henry Hub* alcancen los 145 \$us/bbl y los 9 \$us/MMbtu el año 2026 respectivamente, fruto de un limitado crecimiento en la demanda mundial de crudo dada por una mayor sustitución de gas natural¹⁸. Los anteriores precios de referencia ocasionarían que el gas natural boliviano y una eventual competencia del LNG estadounidense se coticen en 18 y 15 \$us/MMbtu el año 2026 respectivamente.

Por otro lado, de no existir un desarrollo del gas no convencional como en el caso base, los precios de referencia aumentarían en mayor proporción debido a la no completa sustitución de crudo por gas natural ante una oferta limitada de este último. Al año 2026 los precios del WTI de 149\$us/bbl y del *Henry Hub* de 11\$us/MMbtu tendrán su contraparte en precios de 19 y 18\$us/MMbtu para el gas natural boliviano y estadounidense respectivamente. Ahora el suministro estadounidense ya no sería competitivo y una eventual competencia de precios sólo se podría dar en los últimos años (véase el gráfico 12). En el anexo 3 se presenta esta evolución a precios del año 2010 para ambos escenarios.

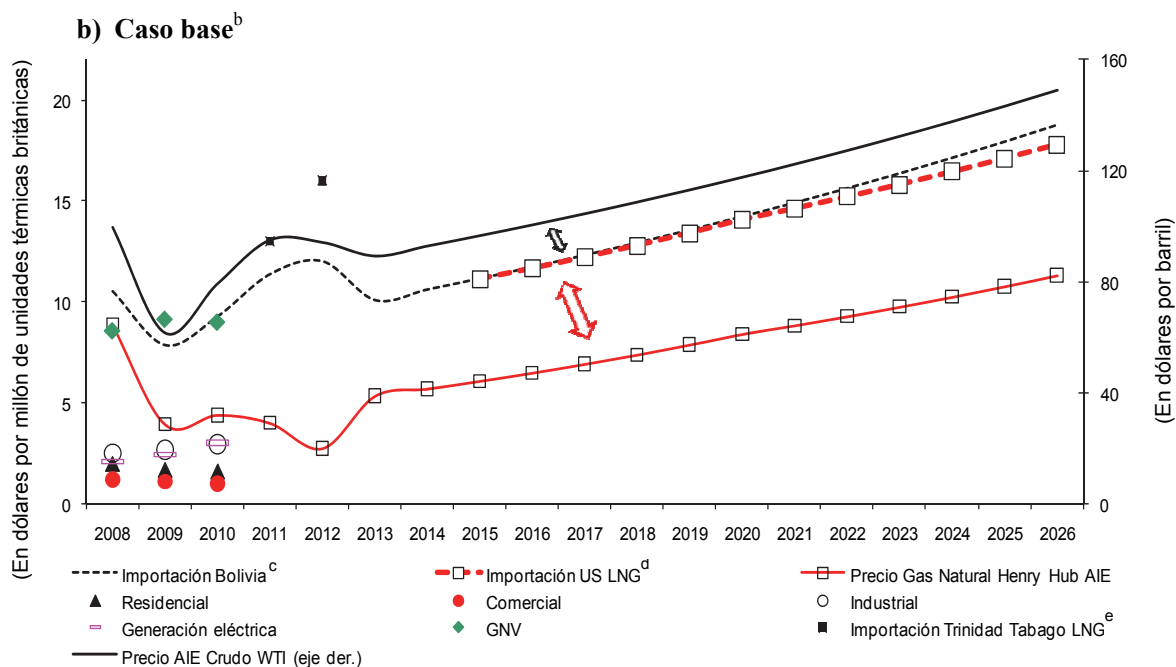
Las anteriores diferencias presentes en los métodos de cotización del gas natural se dan por las características del recurso, de difícil almacenamiento y necesaria infraestructura de transporte, lo que no lo hace totalmente transable creando diferencias de precio en distintos mercados geográficos. Se espera que a medida que el comercio mundial crezca y las limitantes en torno al transporte disminuyan —en especial aquéllas dadas por el comercio por gasoductos y que implican la suscripción de contratos de suministro de largo plazo— los mercados globales pudieran propiciar un arbitraje mundial hacia la unicidad en precios y forma de cotización.

GRÁFICO 12
ARGENTINA: ESCENARIO DE PRECIOS DEL GAS NATURAL EN CITY GATE BUENOS AIRES,
PERÍODO 2013-2026^a



¹⁸ El desarrollo del gas no convencional implica que la menor demanda de crudo y mayor demanda de gas natural sustituto harán que los precios de éstos crezcan anualmente en 3,8% y 4,4% respectivamente. Por otro lado el caso base implica que la mayor demanda de crudo y la menor producción de gas natural propiciarían un alza en precios en torno al 4% y 6,7% al año respectivamente.

Gráfico 12 (conclusión)



Fuente: Elaboración propia en base a Fundación Bariloche, 2012, AIE, 2012, Dahl, 2004 e información de prensa.

- ^a Los precios y tarifas correspondientes al período 2008-2012 están sin impuestos y corresponden a precios city gate Buenos Aires. Las proyecciones realizadas a partir del año 2013 se basan en la estimación de la AIE.
- ^b Bajo el desarrollo del gas no convencional, los precios del gas natural Henry Hub y del crudo WTI consideran un crecimiento nominal de 4,4% y 3,8% al año respectivamente. Por otro lado el caso base considera tasas de 6,7% y 4% respectivamente.
- ^c Los precios del gas natural boliviano en frontera (Pgas) están relacionados al precio del WTI (Pcrudo) en un alto nivel de significación (R2=0,84), mediante la ecuación $P_{gas} = -4,0102 + 0,1337 * P_{crudo}$. Para transformarlos a su equivalencia city gate Buenos Aires se le adiciona el costo de transporte de 2 \$us/MMbtu.
- ^d Los precios del LNG estadounidense además de tomar en cuenta al precio Henry Hub incluyen los costos de licuefacción, transporte y regasificación de 4,5\$us/MMbtu (ó 2,9, 0,9, 0,7 \$us/MMbtu respectivamente). Otras estimaciones sitúan este margen en torno a 4-7\$us/MMbtu (The Economist, 2012c). El LNG estadounidense parte del supuesto de que la infraestructura actual de regasificación se vuelve a licuefacción a partir del año 2015 gracias a la generación de volúmenes excedentes para exportación.
- ^e El precio de importación del LNG de Trinidad y Tabago es una aproximación al precio contratado por la terminal en Bahía Blanca con el buque Excelsior en un contrato extendido hasta el año 2012 (Energía en Línea, 2011).

En todo caso la competitividad mundial estadounidense dependerá del grado de desarrollo del *shale gas* en el mundo, de la presión de los costos en la industria, del progreso tecnológico del LNG en las fases de regasificación y licuefacción y del costo de transporte marítimo entre otros¹⁹.

¹⁹ Aumentos sobre el costo de transporte dados por una eventual restricción en el transporte de barcos tanque en el canal de Panamá y/o no ampliación de éste, podrían ocasionar que la posición exportadora estadounidense se debilite.

RECUADRO 4 TRINIDAD Y TABAGO: EL COMERCIO DEL LNG ANTE EL SHALE GAS

La revolución del *shale gas* viene a ser la razón para que el volumen total importado de LNG por EE.UU. decrezca en los últimos años. Las repercusiones para el principal proveedor Trinidad y Tabago se dan en la disminución durante el último quinquenio de volúmenes y precios de importación en -70% y -25% respectivamente, siendo que al año 2011 el país norteamericano importó del país caribeño 10 MMmcd a un precio de 5 \$us/MMbtu.

Para Trinidad y Tabago los hidrocarburos representan el 70% de las exportaciones, contribuyen con 40% de los ingresos gubernamentales y son responsables del 45% del crecimiento del PIB; por lo que la búsqueda de nuevos mercados de exportación así como la diversificación económica en sectores como la agricultura, manufactura, construcción y turismo son esenciales.

Pese a que la producción de crudo y gas natural disminuyó en cerca 9% y 7% respectivamente el año 2011- por campos maduros, demoras en ampliación de infraestructura y cierre temporal por mantenimiento en plantas - el país parece estar buscando nuevos destinos de exportación para su producción en declinación y cubrir de este modo la cuota estadounidense no exportada. De hecho se viene dando un cambio de estrategia de ventas *spot* a grandes clientes del Atlántico a ventas contractuales de largo plazo a clientes de Sudamérica y el Caribe, dado el interés de cambiar la matriz de generación eléctrica hacia el gas natural.

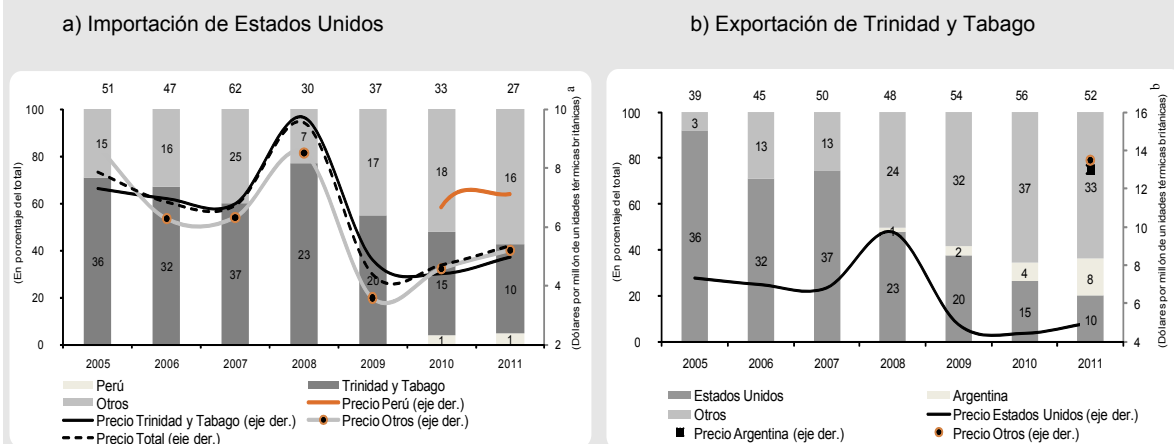
La producción exportada trinitaria se situó en torno a 50 MMmcd, siendo el mercado argentino el de mayor crecimiento y el segundo de importancia alcanzando los 8 MMmcd con una cuota de participación del 15% en el año 2011. El precio de este mercado más que duplicó el precio que pagó EE.UU. y se situó en torno a los 13 \$us/MMbtu debido a su indexación con precios del crudo en vez de aquella por *Henry Hub*. El mercado asiático por su parte representó el destino del 20% de la producción exportable la cual se cotizó en precios cercanos a 14 \$us/MMbtu, los que estuvieron influidos por la canasta de derivados del crudo denominada *Japanese Crude Cocktail*.

La estrategia de diversificación de portafolios de los últimos años representó para Trinidad y Tabago que el último trimestre del año 2011 el precio promedio ponderado en boca de pozo se situó en 3\$us/MMbtu y sea superior al precio de referencia utilizado en el presupuesto público de 2,75 \$us/MMbtu para la gestión 2011-2012.

Una nueva amenaza podría darse a partir del año 2015 en la competencia de LNG de fuentes no convencionales australianas, canadienses e incluso estadounidenses, que podrían entrar al mercado a precios cercanos a 10\$us/MMbtu. Importantes clientes como la Argentina, al desarrollar sus recursos internos y tener contratos de suministro de largo plazo podrían limitar asimismo las exportaciones del país caribeño.

GRÁFICO 1 COMERCIO DEL LNG

(En porcentajes y en millones de metros cúbicos día)



Fuente: Elaboración propia en base a BP, 2012, CEPAL 2012c, EIA, 2012, Ministerio de Energía y Asuntos Energéticos de Trinidad y Tabago, 2012, Oil and Gas Journal, 2012.

^a Los precios promedio de importación del LNG en terminales estadounidenses de recepción corresponderían a precios en frontera Border ó Delivered Ex Ship DES por lo que no incluirían costos de regasificación.
^b Los precios del LNG exportados de Trinidad y Tabago del año 2011 destinado a "Otros" y "Argentina" se refieren al mercado asiático y Argentina-Chile vendidos el último trimestre de 2011. Para los años anteriores no se cuenta con información.

III. Oportunidades y amenazas en el comercio

A. Características del suministro de gas natural

En el año 2006 se firma por veinte años el contrato de suministro en firme de gas natural y convenio marco de integración energética bilateral entre ENARSA e YPF, empresas nacionales de la Argentina y del Estado Plurinacional de Bolivia respectivamente. Bajo este acuerdo YPF se compromete a suministrar de manera progresiva 27,7 MMmcd de gas natural a partir del año 2010 y ambas partes a emprender la construcción de plantas de generación termoeléctrica, plantas separadoras de líquidos y participar del análisis y conceptualización del Gasoducto Noreste Argentino (GNEA). Al cabo de un quinquenio del volumen inicialmente comprometido sólo se comercializó el 18%, situación atribuida a retrasos en el desarrollo de infraestructura adicional en campos, sistemas de transporte y postergación en la construcción de las plantas separadoras de líquidos.

Sin embargo en el año 2010 se firmó una adenda contractual postergando el volumen comprometido por once años más y se estableció que el bloque Caipipendi en el chaco boliviano sea el principal proveedor para este mercado (véase el anexo 4).

Complementariamente en julio del año 2012 se suscribió un contrato adicional interrumpible de compra y venta de gas natural el cual permitió a las partes ampliar los volúmenes comercializados en 2,7 y 3,3 MMmcd para el año 2012 y para el período 2013-2026 respectivamente²⁰. Este acuerdo vino a ser complementario al contrato en firme suscrito y en caso de incumplimiento no representará multas para las partes. Asimismo se estimó que la negociación generaría para la Argentina un ahorro de 227 MM\$us durante los próximos dieciocho meses de suscrito, debido a la sustitución de gas natural importado LNG por aquél boliviano dado su menor precio. Por otro lado la conveniencia para el Estado Plurinacional de Bolivia se daría por contar con un mercado de exportación alternativo en la eventualidad de una reducción en los volúmenes requeridos por su principal mercado brasileño²¹.

²⁰ De igual forma se suscribió una carta de intenciones que tuvo por objetivo establecer las bases y líneas hacia la suscripción de un contrato de compra y venta de GLP, el cual prevé suministrar a la Argentina 1240 toneladas métricas por día a partir del año 2014 cuando entre en operación la planta fronteriza de separación de líquidos en la provincia boliviana de Gran Chaco.

²¹ Se estima que la demora de tres años en la suscripción de este contrato interrumpible ha impedido a Bolivia (Est. Plur. de) percibir ingresos por cerca de 527 MM\$us desde el año 2010 al 2012 (Fundación Milenio, 2012a).

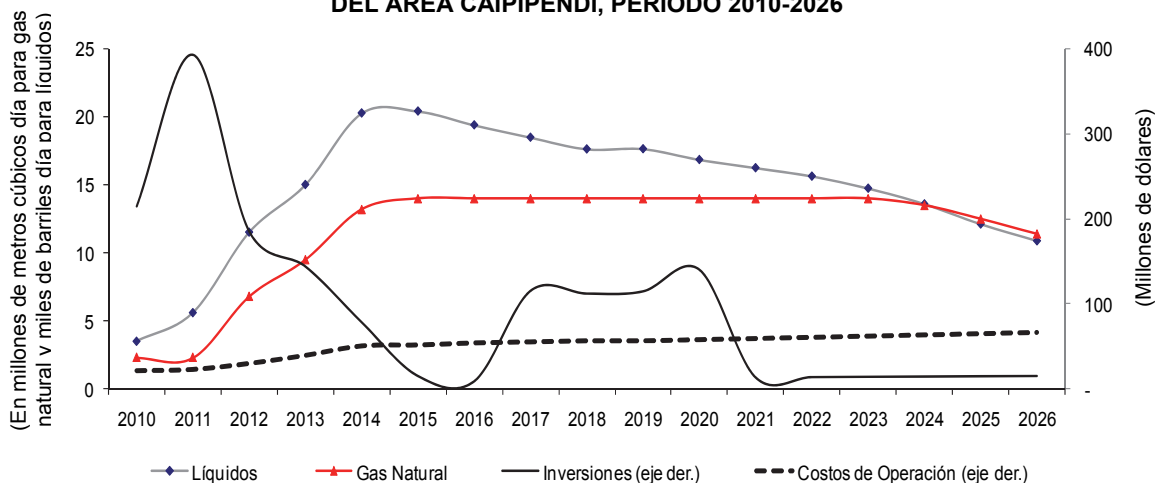
Sin embargo existe el temor de que las actuales reservas probadas bolivianas de gas natural de 9,9 Bpc al año 2010 sean suficientes para satisfacer los requerimientos remanentes de 3,5Bpc en nueve años y 4,8 Bpc en dieciséis años, propios de los contratos con el Brasil y la Argentina respectivamente. Los restantes 1,6 Bpc servirían para cubrir diez años de consumo doméstico y termoeléctrico. Dado lo anterior, el suministro adicional para nuevos mercados y para la política de industrialización podría verse pospuesto al requerirse reservas adicionales de al menos 5 Bpc durante los próximos años. Es así que el proceso industrial de hierro de las reservas de El Mutún necesitaría 2Bpc, la duplicación en la capacidad de generación térmica requeriría 1Bpc, la producción de fertilizantes a través de una planta de amoníaco y urea 0,6Bpc y el proceso de conversión de gas natural a diesel ecológico GTL 1,05 Bpc (Inchauste, 2010). Una mayor actividad exploratoria y certificación de reservas sería necesaria para este cometido.

B. Desarrollo del área Caipipendi

Para el cumplimiento del cronograma de entrega y recepción de volúmenes del contrato bilateral, las partes se encuentran realizando la inversión en infraestructura requerida. El año 2010 comenzó el desarrollo del principal bloque proveedor boliviano Caipipendi a cargo del consorcio Repsol YPF, BG e YPFB Chaco. El 2011 se inauguró la primera fase del gasoducto binacional Juana Azurduy de Padilla y se dio inicio por parte de ENARSA a la licitación para la construcción del Gasoducto Noreste Argentino. Se espera que toda la infraestructura en campos como en sistemas de transporte y compresión sea finalizada el año 2015 (véase el anexo 5).

Asimismo se espera que los megacampos gasíferos de Margarita y Huacaya del bloque Caipipendi puedan quintuplicar su producción de gas natural y líquidos a un máximo de 14 MMmcd y 20 Mbbld respectivamente, para lo cual sería necesaria una inversión cercana a 1,4 MMM\$us10 ó 1,7MMM\$us. La inversión se caracteriza por ampliaciones en la planta de tratamiento de gas, perforación y terminación adicional de siete nuevos pozos y construcción de líneas de recolección entre otros. Al año 2013 se espera terminar la inversión en plantas las cuales podrán procesar los volúmenes adicionales. Dada la declinación de los reservorios, en el período 2017-2020 se espera perforar cuatro pozos adicionales que mantendrían la producción máxima de gas natural en los niveles previstos hasta su declinación paulatina a partir del año 2024 (véase el gráfico 13).

GRÁFICO 13
ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: PRODUCCIÓN Y COSTOS PARA EL DESARROLLO DEL ÁREA CAIPIPENDI, PERÍODO 2010-2026



Fuente: Elaboración propia en base a Repsol YPF, 2009.

Nota: La inversión en términos corrientes considera una inflación estadounidense de 2,3% por año.

C. Apropiación fiscal de la renta gasífera

Dado que la legislación en el Estado Plurinacional de Bolivia establece que el abastecimiento y asignación de la producción nacional al mercado argentino estará en tercer orden de prioridad, después de los mercados interno y de exportación al Brasil, no toda la producción incremental del bloque Caipendi será destinada a la Argentina.

La asignación de mercados y los precios resultantes de éstos resultan importantes para determinar la renta de hidrocarburos, la apropiación fiscal a través de regalías e impuestos, la rentabilidad del inversionista privado y la factibilidad e inicio del proyecto. Una mayor asignación de la producción hacia el mercado interno, en desmedro de los mercados de exportación, haría que el valor de la renta de los hidrocarburos disminuya al estar los volúmenes cotizados a un menor precio en torno a 1 \$us/Mpc (0,95\$us/MMbtu). En comparación el precio de exportación en frontera argentina es volátil y se encuentra en torno a 9 \$us/MMbtu el año 2011 (11 \$us/MMbtu en *city gate* Buenos Aires) debido a su indexación a mercados de derivados de crudo en fórmulas contractualmente establecidas.

En este sentido se simulan los escenarios de desarrollo del gas no convencional y caso base, de la sección anterior, sobre la renta de hidrocarburos y la apropiación fiscal en el Estado Plurinacional de Bolivia emergentes del contrato bilateral, bajo supuestos comerciales y fiscales específicos (véase el cuadro 3 y anexo 6).

CUADRO 3
ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: SUPUESTOS COMERCIALES Y FISCALES EN LA
EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL A LA ARGENTINA, PROMEDIO 2010-2026
(En unidades específicas)

Variables	Nivel	Unidades	Escenarios		Variación (En %)
			A. Desarrollo del gas no convencional	B. Caso Base	
Volumen	Bolivia (Est. Plur. de) ^a	MMmcd	17,1	21,8	-21,6
	Área Caipipendi	MMmcd	6,5	8,0	-18,8
	- del total producido del área	%	56,0	69,0	
	- del total exportado a la Argentina	%	38,0	38,0	
Precio	Crudo WTI de referencia	\$us/bbl	109,9	111,5	-1,4
	- crecimiento anual ^b	%	3,8	4,0	
	Gas natural de exportación ^c	\$us/MMbtu	10,8	11,0	-1,8
Alícuotas impositivas	- crecimiento anual	%	5,3	5,5	
	Impuesto directo IDH s/valor boca pozo	%	32,0	32,0	
	Regalías s/valor boca pozo	%	18,0	18,0	
	Participación YPFB s/utilidad ^d	%	34,0	37,0	

Fuente: Elaboración propia.

^a Los volúmenes exportables totales a nivel Estado Plurinacional de Bolivia de 17,1 MMmcd para el desarrollo del gas no convencional y 21,8 MMmcd para el caso base corresponden a los volúmenes promedios de la garantía de recepción *Take or Pay* por parte de ENARSA y de la cantidad diaria contractual del contrato bilateral respectivamente.

^b El crecimiento nominal en precios considera una inflación estadounidense del 2,3% al año.

^c Los precios de exportación son cotizados en frontera.

^d La alícuota de la participación de YPFB es aquella promedio de Tablas Anexo F del Contrato de Operación Caipipendi entre YPFB, Repsol YPF, BG e YPFB Chaco.

En el capítulo anterior se analizó que el desarrollo exitoso del gas natural no convencional ofertado tendría su efecto sobre dos variables: volúmenes y precios. Una mayor oferta interna argentina de gas natural y un menor precio ofertado del LNG de fuentes no convencionales podrían coadyuvar a

desplazar los volúmenes exportables bolivianos hacia su mercado interno²² en máximo la garantía de recepción *Take or Pay* por parte de Enarsa. La mayor oferta e incentivos a la utilización de gas no convencional en el mundo harían que exista una sustitución de petróleo por gas natural lo que ocasionaría que la demanda y el precio del primero disminuya repercutiendo en menores precios de gas natural importados por la Argentina.

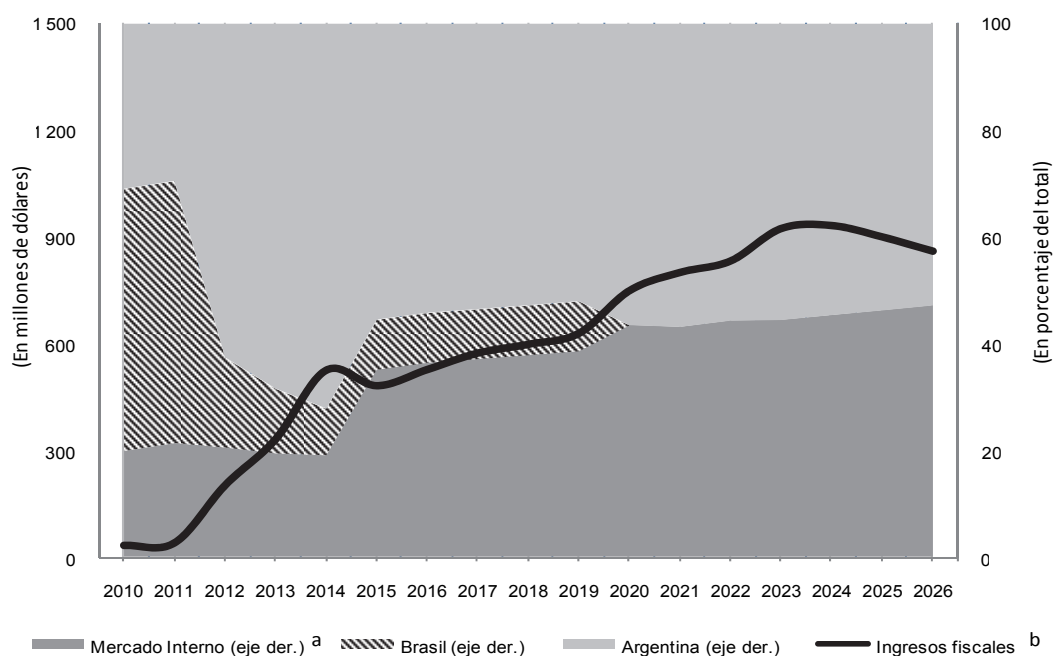
Por el contrario el caso base sugirió que ante el requerimiento elevado de importación argentina y no desarrollo de fuentes alternativas, los volúmenes contractuales del contrato bilateral serían necesarios y la competencia de precios entre fuentes de suministro sería mínima. La mayor demanda mundial de crudo haría que los precios aumenten con su efecto favorable sobre los precios de las exportaciones bolivianas.

Dado lo anterior, la renta de los hidrocarburos se la calculó como el valor de la producción en boca de pozo descontado los costos de operación y depreciación de inversiones. Asimismo los ingresos del gobierno fueron dados por el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), las regalías departamentales, la regalía nacional compensatoria, la participación del Tesoro General de la Nación (TGN) y la participación de la empresa estatal YPFB en los beneficios del negocio²³.

Los resultados alcanzados muestran que la mayor asignación de la producción de Caipipendi hacia la Argentina, dada por el caso base, permite contar con ingresos fiscales crecientes hasta alcanzar os 1250 MM\$us el año 2024, es decir 300 MM\$us más respecto al escenario de desarrollo del gas no convencional (véase el gráfico 14).

GRÁFICO 14
INGRESOS FISCALES DEL ÁREA CAIPIPENDI CORRESPONDIENTES AL MERCADO ARGENTINO,
PERÍODO 2010-2026

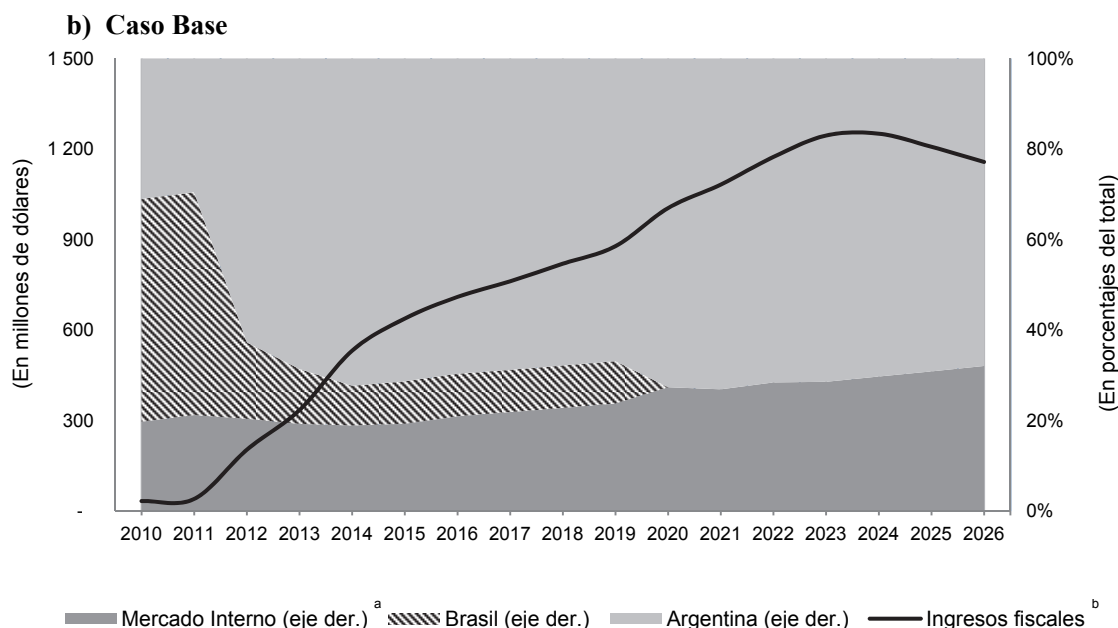
a) Desarrollo del gas no convencional



²² Para fines de simplicidad se asume que existe una perfecta sustitución de mercados entre el mercado de exportación a la Argentina y el mercado interno. En la práctica dicha situación es muy difícil ya que la demanda interna no actúa como variable de ajuste. A su vez dada la dificultad de su almacenamiento, la producción excedentaria de gas natural se la tiene que reinyectar al pozo, quemar ó ventear, disminuyendo el volumen sujeto a comercialización.

²³ Las alícuotas del IDH, regalía departamental, regalía nacional compensatoria y participación TGN son de 32%, 11%, 1% y 6% respectivamente, teniendo como base imponible el valor de la producción en boca de pozo. La participación porcentual de YPFB es variable y se aplica sobre la utilidad generada por el Contrato de Operación.

Gráfico 14 (conclusión)



Fuente: Elaboración propia en base a Repsol YPF, 2009 e YPFB, 2006.

^a Una mayor asignación de la producción al mercado interno implica menor volumen destinado a los contratos de exportación al Brasil y a la Argentina, bajo el supuesto de perfecta sustitución de mercados.

^b Los ingresos fiscales constan del IDH, la regalía departamental, regalía nacional compensatoria, participación TGN y participación de YPFB en las utilidades del contrato de operación Caipipendi.

En ambos escenarios el cupo de exportación a la Argentina se lo satisface en 38% por la producción de Caipipendi y el saldo por otros bloques bolivianos como Itaú e Incahuasi operados por la empresa brasileña Petrobrás y la francesa Total respectivamente.

De no ser por las características legales del sector de hidrocarburos tanto la producción exportadora como las reservas probadas de gas natural del bloque requeridas para la Argentina pertenecerían a privados, por lo que cerca de 1,7 Bpc de producción acumulada correspondería a los socios Repsol YPF, BG e YPFB Chaco en un 37,5% para los dos primeros y 25% para el último²⁴. Es decir Repsol YPF desde Caipipendi produciría a la Argentina entre 2,4 y 3,0 MMmcd durante la vida del contrato, situación que podría interpretarse como la recuperación parcial de las acciones de YPF nacionalizadas el año 2012.

De los ingresos fiscales se obtiene la proporción que éstos representan de la renta petrolera generada por el área ó *government take*, la cual ante cualquier escenario se encuentra en torno al 70%. En los primeros como en los últimos años, donde la producción es menor que aquella máxima, la proporción es cercana al 95% y 75% respectivamente lo que sugiere que los instrumentos fiscales regresivos podrían ser mayores a aquéllos progresivos²⁵ presentes en el sistema fiscal del área (véase el gráfico 15).

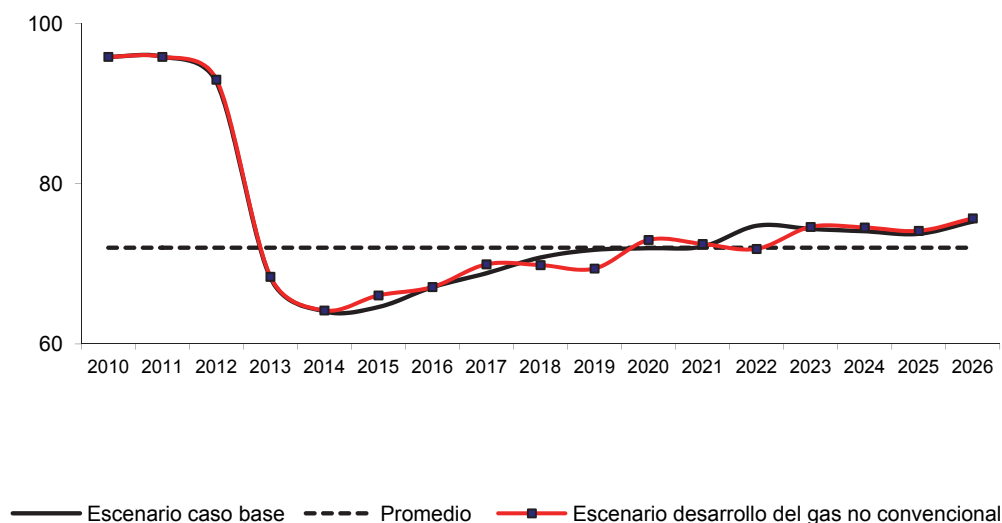
²⁴ La legislación establece que la propiedad de la producción de hidrocarburos pertenece al Estado Plurinacional de Bolivia y que las compañías petroleras privadas son sólo proveedoras de servicios bajo los Contratos de Operación. Asimismo por mandato constitucional las reservas bolivianas no pueden ser utilizadas por privados al momento de cotizar sus acciones en bolsas de valores.

²⁵ Entendiéndose por progresividad del marco fiscal al aumento más que proporcional de la carga fiscal (X) ante aumentos de la renta petrolera (Z), definida ésta como el valor de la producción a precio internacional neto de costos de producción. Complementariamente la progresividad se la entiende como al aumento en la tasa fiscal efectiva o *government take* ($A = X/Z$) ante aumentos en Z.

Al ser las regalías y los impuestos directos a la producción los más fáciles de administrar y recaudar son asimismo los más regresivos al aplicarse en una alícuota fija agregada del 50% sobre el valor de la producción en boca de pozo, independientemente de los costos, utilidad generada o años del perfil de producción. En contrapartida, la participación de YPF se la determina mediante premisas de rentabilidad, producción y precios en la aplicación y selección de tablas del Anexo F del Contrato de Operación Caipipendi. Su diseño de progresividad se caracteriza por aumentos de su alícuota en los beneficios ante aumentos de precio, disminución de la producción y aumento en la rentabilidad de la compañía privada medida a través de un índice B²⁶. Al ser dicha alícuota variable, la misma es mayor a mayor rentabilidad y fluctúa entre un 1% y 48% (véase el anexo 7).

GRÁFICO 15
INGRESOS FISCALES EN PROPORCIÓN A LA RENTA DE HIDROCARBUROS DEL ÁREA CAIPIPENDI
CORRESPONDIENTES AL MERCADO ARGENTINO, PERÍODO 2010-2026

(En porcentajes)



Fuente: Elaboración propia.

Existe evidencia de que a nivel mundial y regional el aplicar las mismas condiciones fiscales a campos pequeños como grandes, en tierra como en alta mar, al inicio como en el perfil máximo de producción ocasiona una regresividad fiscal del sistema (Khelil, 1995). Por lo que la carga fiscal debiera ser menor en campos pequeños, ultramar y/o al inicio del proyecto. Regalías escalonadas relacionadas al volumen de producción, tipo de hidrocarburo, profundidad, ubicación del yacimiento ó impuestos relacionados a ganancias o precios extraordinarios, resultan ser algunos instrumentos utilizados para lograr una mayor progresividad del sistema. La profundización de dicho análisis es sujeta a una investigación adicional que escapa al alcance del presente estudio.

Bajo el supuesto de que la producción adicional boliviana requerida para cumplir con el cupo de Argentina sea desarrollada bajo las mismas condiciones técnicas, económicas y contractuales que Caipipendi, los resultados que se deriven podrían ser representativos a nivel país (véase el cuadro 4).

El posible desarrollo del gas natural no convencional en la Argentina y en el Mundo ocasionaría que los menores volúmenes y precios requeridos disminuyan los ingresos fiscales bolivianos en cerca del 25% lo que equivaldría a un valor actual acumulado de más de 2MMM\$us ó 10% del PIB del año 2011. Dicha disminución estaría influida principalmente por el efecto volumen.

Dado que el sector en la economía boliviana se fue consolidando en la última década —siendo que al 2011 el valor de las exportaciones de gas natural representaron casi la mitad del total y su

²⁶ Similar a un índice de ingresos/costos ó índice R en contratos de tipo producción compartida

recaudación un cuarto de los ingresos del Gobierno General (véase el gráfico 16)— una eventual disminución en el comercio limitaría el crecimiento económico y los ingresos fiscales, generando presiones en el financiamiento público y en la balanza de pagos entre otros.

CUADRO 4 ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: RESULTADOS DE LA EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL A LA ARGENTINA, PERÍODO 2010-2026

(En unidades específicas)^a

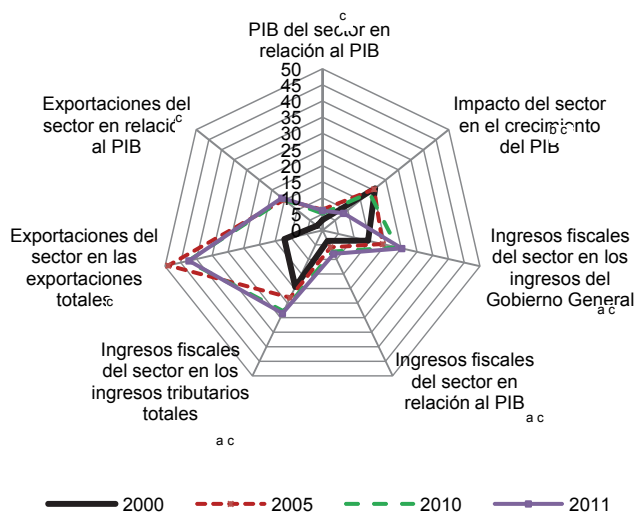
	Ingresos fiscales (MMM\$us)		Inversión de desarrollo (MMM\$us - \$us/MMbtu) ^b	Costos de Operación (MMM\$us - \$us/MMbtu) ^b	Producción Gas Natural (MMmcd)		Reservas Gas Natural (Bpc)	
	A. Desarrollo de gas no convencional	B. Caso Base			A. Desarrollo de gas no convencional	B. Caso Base	A. Desarrollo de gas no convencional	B. Caso Base
Área Caipipendi ^c	9,9	13,1	0,9	0,5				
	<i>7,7</i>	<i>10,1</i>	<i>0,8</i>	<i>0,4</i>	6,5	8,0	1,4	1,7
	<u>2,8</u>	<u>3,5</u>	<u>0,5</u>	<u>0,1</u>				
Total Estado Plurinacional de Bolivia ^d	27,2	36,4	2,5	1,4	17,1	21,8	3,8	4,8
	<i>20,9</i>	<i>27,9</i>	<i>2,2</i>	<i>1,1</i>				
	<u>7,3</u>	<u>9,6</u>	<u>1,4</u>	<u>0,3</u>				

Fuente: Elaboración propia en base a Repsol YPF, 2009.

- ^a Los montos son acumulados, redondeados y aproximados. Los datos en **negrilla**, *cursiva* y subrayado están expresados en dólares corrientes, constantes del 2010 y en valor actual a tasa de descuento del 15% respectivamente.
- ^b Para los costos unitarios se utilizó el poder calórico contractual de referencia de 1,045 MMbtu/Mpc.
- ^c Dado que los costos de inversión y operación de Caipipendi corresponden al total de la producción de gas natural y líquidos, la proporción de éstos para el gas natural con destino a la Argentina se lo obtuvo con la proporción de producción promedio de gas natural en el total de hidrocarburos de 86% y la proporción promedio de asignación de gas natural a este mercado de 69%. En otras palabras los costos totales se los multiplicó por 59%=86%*69%.
- ^d Los datos a nivel país son prorrateados del área según su aporte de producción promedio al mercado argentino que se encuentra en torno al 38%, bajo el supuesto que el desarrollo de los volúmenes adicionales de otros campos se dan bajo las mismas condiciones que Caipipendi.

GRÁFICO 16 ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA: LA CONTRIBUCIÓN DEL SECTOR GAS NATURAL EN LA ECONOMÍA, AÑOS 2000, 2005, 2010, 2011

(En porcentajes)



Fuente: Elaboración propia en base a UDAPE (2012), Fundación Milenio (2012b).

- ^a En los ingresos fiscales no se incluyen las cargas fiscales de las actividades de refinación y comercialización por lo que no se considera al Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados (IEHD) dentro el cálculo.
- ^b El impacto en el crecimiento del PIB se refiere al porcentaje de la tasa de crecimiento del PIB atribuido al sector.
- ^c Al año 2011 el PIB, las exportaciones totales, los ingresos del Gobierno General y los ingresos tributarios alcanzaron los 24, 9, 8 y 7 miles de millones de dólares respectivamente. El crecimiento del PIB el año 2011 alcanzó el 5,1%.

Para hacer frente a shocks de precios y cantidades en economías altamente dependientes de los ingresos por materias primas como la boliviana, algunas medidas de prevención y mitigación se dan por la creación de fondos de estabilización fiscal, diversificación de las exportaciones hacia manufacturas, servicios y en la búsqueda de mercados alternativos para la venta de gas natural — ó ampliación de aquellos mercados ya existentes. Una gobernanza eficaz de los recursos del gas natural en el orden institucional, económico y socio ambiental representaría para el país y por ende para su integración energética, beneficiarse de las oportunidades y minimizar las amenazas que podría implicar el desarrollo mundial del gas natural no convencional.

IV. Conclusiones

- La política argentina de nacionalización de las acciones de Repsol en YPF fue motivada por la no reinversión de utilidades en actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, por el incremento en el déficit e importación energética y por la intención de contar con mayor participación pública en el desarrollo de los recursos de gas natural no convencional. Se estima que el Estado Plurinacional de Bolivia seguirá siendo uno de los principales proveedores de gas natural al mercado argentino dentro la tradicional integración energética que se desarrolla entre ambos países por cerca medio siglo.
- Para los próximos veinte años el desarrollo sostenible de los recursos del gas natural no convencional argentino en torno a 794Bpc requeriría una inversión público y privada de al menos 49MMM\$us, la cual pudiera estar acompañada de inversión pública en infraestructura caminera e hídrica. Sin embargo la viabilidad de estas iniciativas estaría sujeta a análisis y sería dependiente de condicionantes económicas, ambientales, institucionales, legales y geológicas propias de la atracción de inversiones y eventualmente de la creación de encadenamientos productivos. Asimismo para hacer frente a las características de este tipo de recurso no renovable —dadas por una baja recuperación, alta tasa de declinación inicial y reducido retorno energético neto— el contar con alto grado de transferencia tecnológica en actividades de perforación y terminación sería determinante.
- Ejecutivos del sector a nivel mundial consideran que las condiciones imperantes para la atracción de inversiones en el ámbito comercial, regulatorio y geopolítico son aún insuficientes, con un nivel de aprobación promedio del 40% dada la alta potencialidad de recursos en la Argentina.
- Las barreras comerciales y la actual legislación laboral existente son algunos de los obstáculos percibidos por los inversores privados por lo que la agenda de políticas públicas debiera enfocarse hacia su fortalecimiento.
- Ante la proyección de crecimiento del consumo argentino de gas natural, los escenarios de desarrollo del gas no convencional y caso base demuestran que la deseada autosuficiencia argentina se pospone y que las importaciones totales necesarias alcanzarían los 30 y 108 MMmcd el año 2026 según escenario. En este sentido resulta de importancia la continuación,

el fortalecimiento y el análisis de políticas públicas enfocadas hacia una menor intensidad, uso energético y existencia de subsidios en el consumo de gas natural.

- El suministro boliviano representaría entre el 16% y 18% del consumo interno argentino a partir del 2016. Sin embargo bajo el escenario de desarrollo del gas no convencional se observa que los precios de gas natural indexados al mercado *Henry Hub* pudieran ser más competitivos que aquéllos indexados al crudo, es decir existiría el riesgo de la sustitución del gas natural boliviano por aquél del LNG de fuentes no convencionales por ejemplo estadounidenses. Dicha sustitución sin embargo no sería completa y sólo podría darse hasta los valores mínimos contractuales dados por la garantía de recepción *Take or Pay* por parte de ENARSA. Asimismo de no ser la producción gasífera de propiedad del Estado Plurinacional de Bolivia, el 37,5% del volumen a importarse por la Argentina del bloque boliviano Caipipendi pertenecerían a Repsol lo que en teoría equivaldría a una recuperación volumétrica de un porcentaje de las acciones nacionalizadas el año 2012.
- El impacto en el Estado Plurinacional de Bolivia del desarrollo del gas natural no convencional respecto al escenario del caso base ocasionaría que los menores volúmenes vendidos de 5MMmcd y menores precios de 0,2\$us/MMbtu, disminuyan tanto la renta de hidrocarburos cuanto los ingresos gubernamentales en un 25% ó en un valor actual acumulado de 2MMM\$us. Dicha disminución sería cercana al 10% del PIB y estaría acompañada por una apropiación fiscal en la renta de hidrocarburos *government take* en torno del 70%. Dado el peso del sector sobre la economía, la disminución en los niveles de exportación podría ocasionar problemas en las finanzas públicas, balanza de pagos y limitar el crecimiento económico boliviano entre otros, por lo que se sugiere continuar y emprender políticas públicas hacia la búsqueda de nuevos mercados del gas natural y hacia la prevención y mitigación de impactos sobre los ingresos fiscales dependientes de las materias primas.
- Una gobernanza eficaz de los recursos del gas natural en el orden institucional, económico y socio ambiental representaría para los países y por ende para su integración energética, beneficiarse de las oportunidades y minimizar las amenazas que podría implicar el desarrollo mundial del gas natural no convencional.

Bibliografía

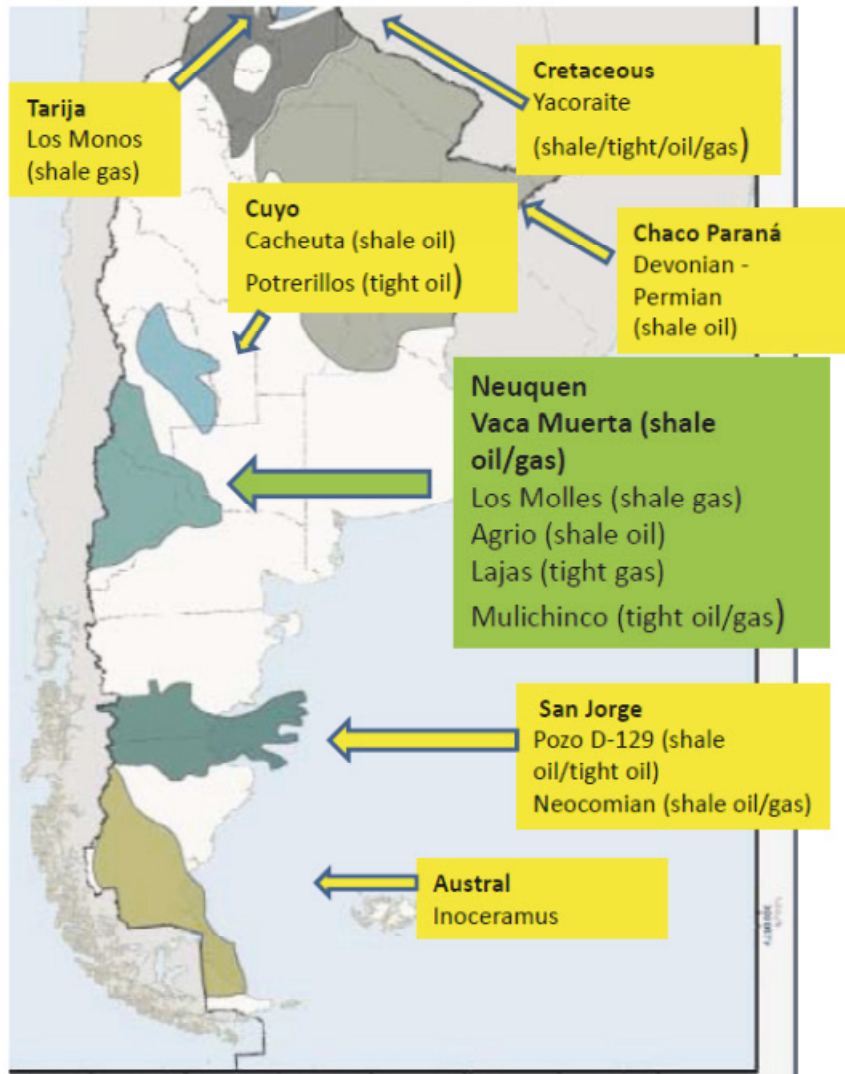
- Barreiro, Eduardo (2011), "Gas no convencional: influencia sobre el futuro energético argentino de mediano y largo plazo", 4to Congreso Internacional Bolivia Gas & Energía, Agosto.
- Bailey, Jed (2013), "Shale and Beyond: The New Phase of Latin American Energy Integration", Marzo.
- BBC Mundo (2012), "Está Vaca Muerta detrás de la expropiación de YPF?", 2 de Mayo.
- BP (2012), "Statistical review of world energy 2012", <http://www.bp.com/statisticalreview>.
- ___ (2011), "Statistical review of world energy 2011", <http://www.bp.com/statisticalreview>.
- CEPAL (2012a), "Informe Macroeconómico Argentina", Junio.
- ___ (2012b), "Estudio Económico de América Latina y el Caribe 2012".
- ___ (2012c), "Informe Macroeconómico Trinidad y Tabago", Junio.
- CEPALSTAT (2012), <http://websie.eclac.cl/infest/ajax/cepalstat.asp?carpeta=estadisticas>.
- Dahl, Carol (2004), "International Energy Markets", Penn Well.
- Decreto 1277 (2012), "Soberanía Hidrocarburífera", República Argentina, 25 de Julio.
- Drillinginfo (2012), "The american shale gas revolution", 5to Congreso Internacional Bolivia Gas & Energía, Agosto.
- ENARSA-YPFB (2010), "Primera adenda al contrato de compra venta de gas natural (contrato) celebrado entre Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)", Marzo.
- Energía en línea (2011), "Argentina triplica importación de GNL a precios spot (US\$MMbtu 14-17)", <http://www.energiaenlinea.com>, 3 de octubre.
- Estrada, Javier (2013), "Desarrollo del shale gas e impactos en los mercados energéticos de México, Centroamérica y el Caribe (en revisión)", CEPAL, Enero.
- Etcheverry, Rubén (2012), "Desarrollo de los recursos no convencionales en la cuenca neuquina", Shale Gas World Argentina, Noviembre.
- EIA (2012), <http://www.eia.gov>.
- ENI (2002), "Glossario dell'Industria Petrolifera", Erredi Grafiche Editoriali.
- Fortune (2012), "The United States of Natural Gas", Abril.
- Fundación Bariloche (2012), "Informe sectorial hacia una nueva agenda energética para la región: análisis de la oferta y demanda de energía (borrador de discusión)", Enero.
- Fundación Milenio (2012a), "Plan B: El nuevo contrato entre YPF y ENARSA", Informe Nacional de Coyuntura, 27 de Julio.
- ___ (2012b), "Informe de Milenio sobre la Economía, Gestión 2011", Junio.

- Hassekoeff, Miguel (2011), "Panorama de las cuencas argentinas Programa Gas Plus", Secretaría de Energía de la Nación.
- Hughes, David (2013), "Drill, baby, drill", Post Carbon Institute, Febrero.
- AIE (2012), "The golden rules for a golden age of gas".
- ___ (2012b), "World energy outlook 2012".
- Inchauste, Christian (2010), "Hacia una política de industrialización del gas natural en Bolivia (Est. Plur. de)", Plataforma Energética.
- Instituto Fraser (2012), "Encuesta Global del Petróleo 2012".
- Janssens, Frederik (2012), "Experiencias del shale gas en Estados Unidos y reflexiones para Chile", Encuentro Integración Energética de Países del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), CEPAL.
- Khelil, Chakib (1995), "Fiscal systems for oil", Note No. 46, The World Bank, Mayo.
- La Nación (2013), "Cada vez se importa más gas, y más caro", 11 de Febrero.
- Ley 26741 (2012), "Declárase de Interés Público Nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos. Créase el Consejo Federal de Hidrocarburos. Declárase de Utilidad Pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A.", República Argentina, 4 de Mayo.
- Michot, Michele (2011), "The outlook for U.S. Gas Prices in 2020: Henry Hub at \$3 or \$10?", Diciembre.
- Ministerio de Energía y Asuntos Energéticos de Trinidad y Tabago (2012), "81% of Trinidad and Tabago's LNG exports going to markets other than the United States of America", 20 de Enero.
- Nelson, Drew (2012), "How to minimize environmental impact of hydraulic fracturing", Shale Gas World Argentina, Noviembre.
- Oil and Gas Journal (2012), "Trinidad and Tabago energy minister outlines LNG export changes", 29 de Octubre.
- Plataforma Energética (2012a), "Argentina ahorra 227 millones de dólares con el nuevo contrato interrumpible de gas con Bolivia", <http://plataformaenergetica.org/obie>, 20 de Julio.
- ___ (2012b), "Bolivia (Est. Plur. de) venderá 5.95 MMC/día de gas adicional a la Argentina hasta 2013", <http://plataformaenergetica.org>, 19 de Julio.
- Popular Mechanics (2012), "America's Oil Boom", Junio.
- Repsol YPF (2009), "Plan de desarrollo. Área de contrato Caipipendi. Campos Margarita y Huacaya", Noviembre.
- Secretaría de Energía de la República Argentina (2012), <http://energia3.mecon.gov.ar/home>.
- Soy donde no pienso (2002), "Fundamentos del Proyecto de Nacionalización de YPF", <http://soydondenopienso.wordpress.com/2012/04/18/fundamentos-del-proyecto-de-nacionalizacion-de-ypf/>, Abril.
- SPE (2009), "Petroleum Resources Management System".
- Standard and Poor's (2011), "Is natural gas drilling economic at current prices?", Diciembre.
- The Economist (2012a), "Fill'er up", 21 de Abril.
- ___ (2012b), "Shale of the Century", 2 de Junio.
- ___ (2012c), "An unconventional bonanza", 14 de Julio.
- The Washington Post (2012a), "Argentina's gas and oil fields are risky but lucrative for Big Oil" del 03 de Mayo.
- ___ (2012b), "Argentina's resource-rich province tries to develop gas fields", 25 de Mayo.
- ___ (2012c), "Center of gravity in oil world shifts to Americas", 25 de Mayo.
- ___ (2012d), "Natural gas, fueling an economic revolution", 29 de Marzo.
- UDAPE (2012), www.udape.gob.bo.
- Vaca Coca, Guimar (2012), "Operators Challenges to Develop Shale Resources in Argentina", Shale Gas World Argentina, Noviembre.
- Wood Mackenzie (2010), "US Gas Industry Cost Pressures Require \$6.50 to \$7 Gas Price to sustain production in line with gas demand", Press Release: Energy.
- YPFB (2006), "Contrato de Operación: Área Caipipendi".

Anexos

Anexo 1

Reservorios de hidrocarburos no convencionales en Argentina



Fuente: Drillinginfo, 2012.

Notas:

Shale Oil: Petróleo de esquisto/lutita/pizarra

Tight oil: Petróleo en arenas compactas.

Devonian: Devónico

Permian: Pérmico

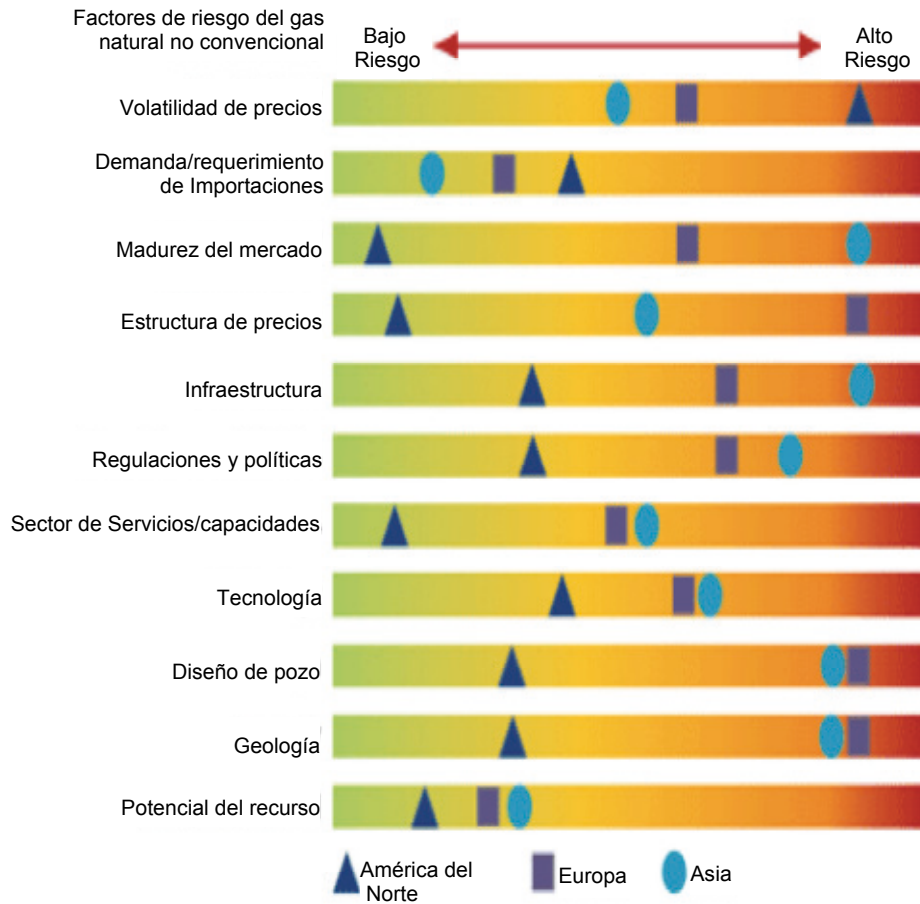
Neocomian: Neocomiano

Shale gas: Gas de esquisto/lutita/pizarra

Tight gas : Gas en arenas compactas

Anexo 2

Factores de competitividad del gas natural no convencional estadounidense

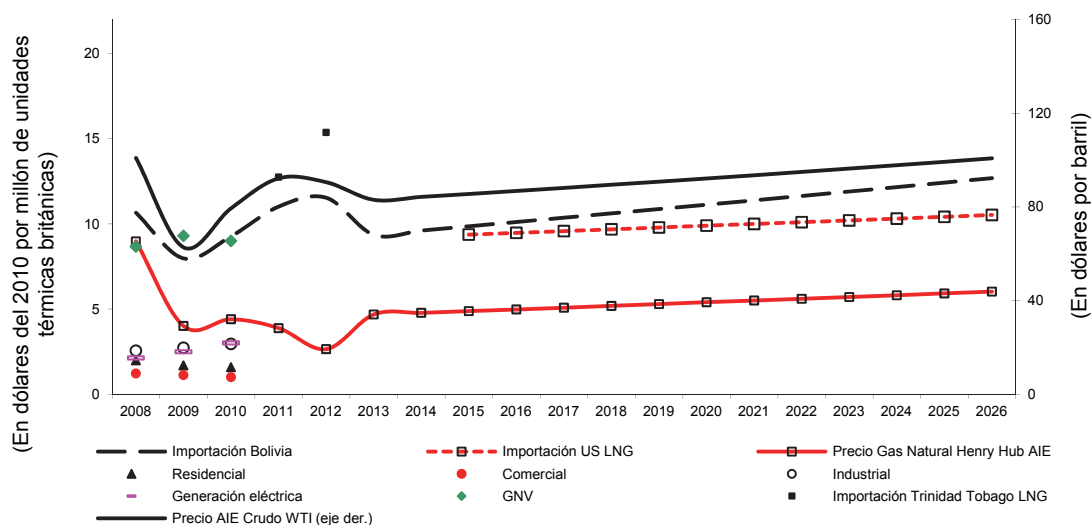


Fuente: Drillinginfo, 2012.

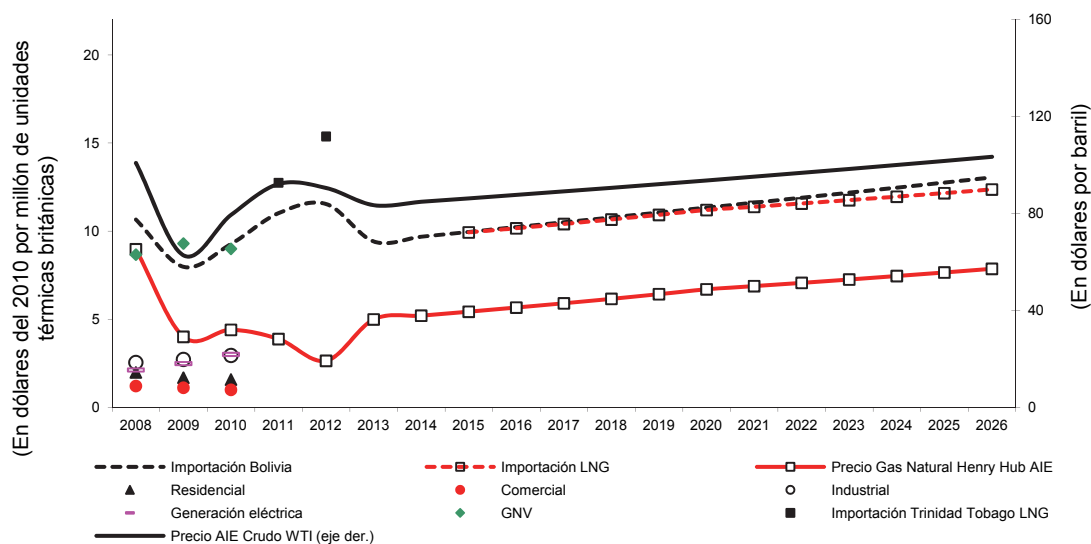
Anexo 3

Argentina: escenario de precios del gas natural en *city gate* Buenos Aires, período 2013-2026^a

a) Desarrollo del gas natural no convencional^b



b) Caso base^b



Fuente: Elaboración propia en base a Fundación Bariloche, 2012, AIE, 2012, Dahl, 2004 e información de prensa.

^a Los precios y tarifas correspondientes al período 2008-2012 están sin impuestos y corresponden a precios *city gate* Buenos Aires. Las proyecciones realizadas a partir del 2013 se basan en la estimación de la AIE.

^b Bajo el desarrollo del gas no convencional, los precios del gas natural *Henry Hub* y del crudo WTI consideran un crecimiento real de 2,1% y 1,5% al año respectivamente. Por otro lado el caso base considera tasas de 4,3% y 1,7% respectivamente.

Anexo 4

Contrato de exportación de gas natural Estado Plurinacional de Bolivia-Argentina y Área Caipipendi

(En millones de metros cúbicos día)^a

Años ^d	Contrato de exportación de gas natural Estado Plurinacional de Bolivia-Argentina (Adenda del 2010) ^{b,c}			Producción Área Caipipendi		
	Cantidad diaria contractual CDC	Garantía de entrega YPFB, <i>Deliver or Pay</i> CDG1	Garantía de recepción ENARSA, <i>Take or Pay</i> CDG2	Total	Escenarios de exportación a la Argentina ^e	
					A. Desarrollo del gas no convencional	B. Caso Base
2010	5,1	5,1	5,1	2,3	0,7	0,7
2011	7,7	7,7	7,7	2,3	0,7	0,7
2012	13,6	11,6	11,0	6,8	4,3	4,3
2013	15,9	13,5	11,9	9,5	6,5	6,5
2014	19,0	16,2	14,1	13,2	9,5	9,5
2015	20,7	17,6	16,1	14,0	7,8	10,0
2016	23,4	19,9	18,3	14,0	7,6	9,8
2017	23,9	20,3	18,6	14,0	7,5	9,6
2018	24,6	20,9	19,2	14,0	7,4	9,5
2019	25,1	21,3	19,6	14,0	7,3	9,4
2020	25,7	21,8	20,0	14,0	7,9	10,2
2021	27,7	23,5	21,6	14,0	8,0	10,2
2022	27,7	23,5	21,6	14,0	7,8	10,0
2023	27,7	23,5	21,6	14,0	7,8	10,0
2024	27,7	23,5	21,6	13,5	7,4	9,5
2025	27,7	23,5	21,6	12,5	6,7	8,6
2026	27,7	23,5	21,6	11,4	6,0	7,7
Promedio	21,8	18,7	17,1	11,6	6,5	8,0

Fuente: Elaboración propia en base a la adenda del contrato de suministro de gas natural ENARSA-YPFB, 2010.

^a Los datos son promedio simples y están redondeados.

^b Las garantías de entrega *Deliver or Pay* y recepción *Take or Pay* por parte de YPFB y ENARSA, corresponden en promedio a cerca del 85% y 77% del CDC respectivamente.

^c El poder calórico superior base seca actual del gas natural comercializado es de cerca 1,090 MMBTU/MPC y se espera se mantenga hasta el 2014, año en el cual entrará en funcionamiento la futura planta boliviana de separación de líquidos del Gran Chaco que disminuirá el poder calórico en torno a valores de referencia y mínimos contractuales de 1,045 y 1,00 MMBtu/Mpc respectivamente.

^d Los datos anuales consideran el promedio simple de las cantidades correspondientes al período de invierno y verano.

^e Los escenarios de exportación A y B corresponden al desarrollo del gas no convencional y al caso base respectivamente.

Anexo 5

Inversiones relacionadas al contrato de exportación de gas natural Estado Plurinacional de Bolivia-Argentina

(En unidades específicas)

Proyecto	Inversión (MM\$us10)	Fecha Planeada	Producción máxima y transporte adicional		Características
			Gas Natural (MMmcd)	Líquidos (Mbbl/d)	
Fase I Bloque Caipipendi	528	2012	6 (total 9)	7 (total 13)	<ul style="list-style-type: none"> • Ampliación de planta de tratamiento (CPF) • Perforación y terminación de siete pozos en campos Margarita y Huacaya • Líneas de recolección
Fase II Bloque Caipipendi	810	2014-2015	6 (total 15)	7 (total 20)	
Gasoducto Noreste Argentino	1000	2014	27		<ul style="list-style-type: none"> • 1500 Km. 32" Desde frontera a regiones Noreste, Centro y Litoral de Argentina. • Sistemas de compresión
Gasoducto Juana Azurduy GIIA Fases I -II	56	2015	7,7-13		<ul style="list-style-type: none"> • 48 Km. 32" Campo Margarita (Bol.) - Campo Durán (Arg.) • Estación de compresión con cuatro turbo compresores
Planta Gran Chaco	600	2014	27		<ul style="list-style-type: none"> • Obtención de al menos 1200 toneladas métricas de GLP

Fuente: Elaboración propia en base a ENARSA YPF, 2010, Repsol YPF, 2009 e información de prensa.

Nota:

Los datos para el proyecto del gasoducto noreste argentino son estimados.

Existen inversiones adicionales en otros campos como Incahuasi, Itaú y Sábalo a ser emprendidas hasta el 2015.

Anexo 6

Supuestos del modelo numérico del área Caipipendi

RETRIBUCIÓN DEL TITULAR, ÁREA DE CONTRATO CAIPIPENDI

TABLA DE PARÁMETROS

COMERCIALIZACIÓN		
Precios 2010		
Gas GSA	6,00 \$us/MMBTU	Inflacion en WTI
Gas Enarsa	7,30 \$us/MMBTU	<input type="text" value="0"/> si 0 no 1
Gas MI	1,01 \$us/Mpc	
WTI	79,40 \$us/Bbl	Crecimiento real WTI
Descuento crudo ME	5,00 \$us/Bbl	1,5% año
Crudo ME	74,40 \$us/Bbl	Esc <input type="text" value="3"/> Bajo
Crudo MI	27,11 \$us/Bbl	Asignación volumétrica Argentina
		<input type="text" value="1"/> alta 0 baja 1
Poder calórico de venta		
Gas GSA		1,03 MMBTU/Mpc
Gas Enarsa		1,05 MMBTU/Mpc
Gas MI		1,07 MMBTU/Mpc
Crudo ME		MMBTU/Bbl
Crudo MI		MMBTU/Bbl
Gas mc=		35,3147 Gas pc
1 BOE*=		4,96 Mpc gas natural
1 BOE*=		1 Bbl de crudo, condensado y gasolina

* A condiciones estándar 60°F

*Equivalencia energética de gas natural a calidad de crudo boliviano. Si se quiere trabajar con BOEint, BOEi=5.42Mpcbol, BOEi=1.092BOEbol

Fuentes: GNPISE-YPF, Plan de Desarrollo Caipipendi-Repsol YPF, Nov 09, DNCR-GNPT-YPF

TRANSPORTE Y COMPRESIÓN

Tarifario	
Gas GSA	0,310 \$us/Mpc
Gas Enarsa	0,216 \$us/Mpc
Gas MI	0,357 \$us/Mpc
Crudo ME	2,027 \$us/Bbl
Crudo MI	2,158 \$us/Bbl

RETRIBUCIÓN DEL TITULAR

Costos recuperables acumulados a Dic-09 (GRT)	18,04 MM\$us
Acumulado Ganancia del Titular a Dic-09 (Σ GDTt)	8,11 MM\$us
Acumulado de Impuestos a Dic-09 (Σ IMPt)	3,63 MM\$us
Precio promedio gas natural de salto en tabla Anexo F	3,20 \$us/MMBTU
Límite de Recuperación de Costos (LRC)	95% de valor remanente

Fuente: "Informe de Retribución del Titular, Caipipendi Enero 2010", RRII 154/2010 GEA 043/2010 del 10/02/10

IMPUESTOS, REGALÍAS, PARTICIPACIONES

IVA	14,94%
IUE	25%
IUE BE	12,50%
IT	3%
ITF	0,15%
IDH	32%
Regalías	12%
Participación TGN	6%

Otros

1 Año	365,00 días
1 mes	30,42 días

TASAS DE DEPRECIACIÓN CONTRACTUALES

	Años	%Año	%Mes
Pozos	5,00	20%	1,67%
Líneas	5,00	20%	1,67%
Plantas	8,00	13%	1,04%
Ductos	10,00	10%	0,83%
Otros	5,00	20%	1,67%

*No incluir decimales

INVERSIONES Y DEPRECIACIONES ANTIGUAS									
	Inversiones		Depreciaciones		Inversión neta Anexo G (IAo-DAo) al		Inversión neta 07-09 al		Fase
	IAO	ΣIt	DAO	ΣDt	01-05-07	31-12-09	31-12-09	31-12-09	
Pozos	n/d	n/d	n/d	n/d	202,85 ^r	94,77	58,49	MM\$us	
Lineas	n/d	n/d	n/d	n/d	6,39	2,99	0,62	MM\$us	
Plantas	n/d	n/d	n/d	n/d	39,91 ^r	26,62	1,69	MM\$us	
Ductos	n/d	n/d	n/d	n/d	27,85 ^r	20,43	0,00	MM\$us	
Otros	n/d	n/d	n/d	n/d	0,26	0,12	0,47	MM\$us	
Total	298,79	61,76	21,53	132,81^r	277,25^r	144,93^r	61,27	MM\$us	
Meses de depreciación Anexo G al	31-12-09		31,97						
NUUEVAS INVERSIONES									
Pozos	714,23	MM\$us							
MGR 4	18,42	MM\$us							cb
MGR 5+otros	76,10	MM\$us							2
MGR 6	70,20	MM\$us							2
MGR 7	82,50	MM\$us							2
MGR 8	76,00	MM\$us							2
HCY1	6,82	MM\$us							1
HCY2	83,60	MM\$us							2
HCY3	83,60	MM\$us							2
HCY4	83,60	MM\$us							2
inyectores 1	5,50	MM\$us							1
inyectores 2	22,00	MM\$us							2
WO genéricos 1	13,00	MM\$us							1
WO genéricos 2	36,40	MM\$us							2
Perf WDW	6,49	MM\$us							1
Sísmica HCY	50,00	MM\$us							2
Lineas recolección	196,49	MM\$us							1
Plantas	406,40	MM\$us							1
CPF-otros 1	278,16	MM\$us							1
CPF-otros 2	128,24	MM\$us							2
Ductos		MM\$us							
Otros	158,53	MM\$us							cb
Inv Integridad	119,43	MM\$us							1
Operativas 1	21,25	MM\$us							1
Operativas 2	17,85	MM\$us							2
Total	1.475,65	MM\$us							

PRODUCCIÓN		Fase 1		Fase 2	
Gas Natural	Inicio	Fecha	Meses	Fecha	Meses
2,3	MMm3d	01-01-10	27	8,3	MMm3d
8,3	MMm3d	31/04/12	1	14	MMm3d
	Declino			6,7	MMm3d

VARIABLES FISCALES	
Tasa de inflación USA	2,3% año
Tasa de inflación Bolivia	6,0% año
Tipo de cambio real	7,07 Bs./\$us.

NOTAS:
 Fuente: Plan de Desarrollo Caipipendi-Repsof YPF, Nov.09
 Inversiones en términos reales 2009 sin IVA
 Los costos de inversión de pozos de la segunda fase incluyen implícitamente las líneas de flujo
 Según conversaciones con Repsol YPF, la inversión en ampliación del ducto Sabalo de la segunda fase se apropió en líneas de recolección

TABLA I
PARTICIPACIÓN DE YPFB PARA PRECIOS HASTA 3.2 \$us/MMBTU EN EL PUNTO DE FISCALIZACION

MMPC/día	0	0,5	1	1,5	1,72	1,94	2,16	2,38
0	1%	2%	8%	10%	16%	26%	36%	46%
70	1%	1%	7%	9%	14%	24%	34%	44%
140	1%	1%	6%	8%	12%	22%	32%	42%
210	1%	1%	5%	7%	10%	20%	30%	40%
280	1%	1%	4%	6%	8%	18%	28%	38%
350	1%	1%	3%	5%	7%	17%	27%	37%
420	1%	1%	2%	4%	6%	16%	26%	36%
490	1%	1%	1%	3%	5%	15%	25%	35%
560	1%	1%	1%	2%	4%	14%	24%	34%
630	1%	1%	1%	1%	3%	13%	23%	33%

TABLA II
PARTICIPACIÓN YPFB PARA PRECIOS MAYORES A 3.2 \$us/MMBTU EN EL PUNTO DE FISCALIZACION

MMPC/día	0	0,19	0,38	0,57	0,76	0,95	1,14	1,33	1,52	1,7
0	1%	8%	16%	24%	32%	40%	48%	56%	64%	72%
45	1%	5%	13%	21%	29%	37%	45%	53%	61%	69%
90	1%	2%	10%	18%	26%	34%	42%	50%	58%	66%
135	1%	1%	7%	15%	23%	31%	39%	47%	55%	63%
180	1%	1%	4%	12%	20%	28%	36%	44%	52%	60%
225	1%	1%	1%	9%	17%	25%	33%	41%	49%	57%
270	1%	1%	1%	6%	14%	22%	30%	38%	46%	54%
315	1%	1%	1%	3%	11%	19%	27%	35%	43%	51%
360	1%	1%	1%	1%	8%	16%	24%	32%	40%	48%
405	1%	1%	1%	1%	5%	13%	21%	29%	37%	45%

Anexo 7

Participación de YPFB en las ganancias del área Caipipendi

(En porcentajes)

Años	Escenarios de exportación a la Argentina	
	A. Desarrollo del gas no convencional	B. Caso Base
2010	13	13
2011	13	13
2012	1	1
2013	2	2
2014	5	5
2015	15	16
2016	22	25
2017	29	29
2018	29	34
2019	30	37
2020	37	37
2021	37	38
2022	37	45
2023	44	45
2024	45	45
2025	45	45
2026	48	48
Promedio	34	37

Fuente: Elaboración propia.

^a El promedio es ponderado.



NACIONES UNIDAS

Serie**CEPAL****Recursos Naturales e Infraestructura****Números publicados**

**Un listado completo así como los archivos pdf están disponibles en
www.cepal.org/publicaciones**

163. La Argentina y el Estado Plurinacional de Bolivia, más que partícipes de una frontera común: desarrollo sostenible, inversiones y política en torno a los recursos del gas natural, Andrés H. Arroyo Peláez, (LC/L.3701), 2013.
162. Gestión pública y servicios públicos: notas sobre el concepto tradicional de servicio público, Patricio Rozas Balbontín y Michael Hantke-Domas, (LC/L.3648), 2013.
161. Seguridad de la cadena Logística terrestre en América Latina, Gabriel Pérez Salas (LC/L.3604), 2013.
160. El papel del transporte con relación a los Objetivos de Desarrollo del Milenio, Lorena García Alonso y Ricardo J. Sánchez (LC/L.3514), 2012.
159. Políticas portuarias, Octavio Doerr (LC/L.3438), 2011.
158. Infraestructura y equidad social: experiencias en agua potable, saneamiento y transporte urbano de pasajeros en América Latina, Gustavo Ferro y Emilio Lentini (LC/L.3437), 2011.
157. Terremoto en Chile. Los efectos sobre la infraestructura y el desarrollo, Patricio Rozas Balbontín (LC/L.3436), 2011.
156. La industria extractiva en América Latina y el Caribe y su relación con las minorías étnicas, Ana María Aranibar, Eduardo Chaparro Ávila y René Salgado Pavez (LC/L. 3411), 2011.
155. Principios de políticas de infraestructura, logística y movilidad basadas en la integralidad y la sostenibilidad, Georgina Cipoletta Tomassian (LC/L.3328) 2011.
154. Sistemas aeroportuarios, servicio público e iniciativa privada, Bernardo Sánchez Pavón (LC/L.3343), 2011.
153. La brecha de infraestructura en América Latina y el Caribe, Daniel Perrotti y Ricardo J. Sánchez (LC/L.3342), 2011.
152. Eficacia institucional de los programas nacionales de eficiencia energética: los casos del Brasil, Chile, México y el Uruguay, Beno Ruchansky, Odón de Buen, Gilberto Januzzi, Andrés Romero (LC/L.3338), 2011.
151. El alza del precio del petróleo y su impacto en los fletes marítimos de productos exportados por Chile en contenedores, Sebastián Faúndez, Nanno Mulder, Gabriel Pérez Salas y Ricardo J. Sánchez (LC/L.3322), 2011.
150. Políticas integradas de infraestructura, transporte y logística: experiencias internacionales y propuestas iniciales, Georgina Cipoletta Tomassian, Gabriel Pérez Salas y Ricardo J. Sánchez (LC/L.3226), 2010.
149. La industria del transporte marítimo y las crisis económicas, Georgina Cipoletta Tomassian, Ricardo J. Sánchez (LC/L.3206-P), 2010.

RECURSOS NATURALES E INFRAESTRUCTURA

Series

C E P A L

COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
ECONOMIC COMMISSION FOR LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN
www.cepal.org