
recursos naturales e infraestructura

Situación y perspectivas del
gas natural licuado en América
del Sur

Roberto Kozulj



División de Recursos Naturales e Infraestructura
Santiago de Chile, febrero de 2008

Este documento fue preparado por Roberto Kozulj, consultor de la División de Recursos Naturales e Infraestructura, de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Este trabajo fue revisado y supervisado por Hugo Altomonte, Jefe Unidad de Recursos Naturales y Energía de la División de Recursos Naturales e Infraestructura.

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.

Las denominaciones empleadas en los mapas y la forma en que aparecen presentados los datos que contiene no implican, de parte de la Secretaría de las Naciones Unidas, juicio alguno sobre la condición jurídica de países, territorios, ciudades o zonas, o de sus autoridades, ni respecto de la delimitación de sus fronteras o límites.

Publicación de las Naciones Unidas

ISSN versión impresa 1680-9017

ISSN versión electrónica 1680-9025

ISBN: 978-92-1-323176-0

LC/L.2871-P

N° de venta: S.08.II.G.14

Copyright © Naciones Unidas, febrero de 2008. Todos los derechos reservados

Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile.

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse al Secretario de la Junta de Publicaciones, Sede de las Naciones Unidas, Nueva York, N. Y. 10017, Estados Unidos. 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

Resumen	5
I. Introducción	7
II. Estado de situación de la integración gasífera en América del Sur	9
A. Antecedentes históricos e hitos de la situación presente	9
B. Evolución de las reservas, la producción y el consumo de gas en la región: retrospectiva y situación presente	16
C. Prospectiva de la demanda de gas en los principales países de la región	18
III. Las interconexiones de Venezuela al resto de los países de América del Sur y los proyectos de ampliación de las exportaciones desde Bolivia	31
A. La idea-proyecto del gasoducto del sur	31
B. Disponibilidad de gas natural en Venezuela.....	32
C. Las reservas de Bolivia, su desarrollo y perspectivas de ampliación del suministro	42
IV. El mercado de GNL en América del Sur: perspectiva desde los potenciales exportadores e importadores	47
A. Aspectos generales y panorama mundial.....	47
B. Los proyectos en América del Sur	51
V. Conclusiones	61
Bibliografía	63
Serie Recursos naturales e infraestructura: números publicados	65

Índice de cuadros

Cuadro 1	PROYECCIONES DE DEMANDA DE GAS PARA CONSUMOS FINALES Y GENERACIÓN ELÉCTRICA 2003-2018	21
Cuadro 2	PROYECCIONES DE DEMANDA ACUMULADA PARA LOS PRÓXIMOS 20 AÑOS, COMPARACIÓN CON LAS RESERVAS PROBADAS AL 31-12-2006 Y ESTIMACIÓN DE RESERVAS FALTANTES O EXCEDENTES.....	21
Cuadro 3	RESERVAS NO DESCUBIERTAS DE GAS SEGÚN CUENCA SEDIMENTARIA Y GRADO DE PROBABILIDAD.....	30
Cuadro 4	CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL DE VENEZUELA. AÑO 2002	33
Cuadro 5	RESERVAS DE GAS LIBRE EN VENEZUELA	39
Cuadro 6	ESTRUCTURA DE ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA 2006-2012 PREVISTA POR PETROBRÁS-PLAN ESTRATÉGICO 2020	44
Cuadro 7	CAPACIDAD INSTALADA DE OFERTA Y DEMANDA DE GNL A 2007	48
Cuadro 8	PROYECTOS DE LICUEFACCIÓN DE GAS 2007-2010	48
Cuadro 9	PRINCIPALES PROYECTOS DE PLANTAS DE REGASIFICACIÓN PREVISTOS A ESCALA MUNDIAL	50

Índice de gráficos

Gráfico 1	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS INTERNACIONALES EN LOS DISTINTOS MERCADOS DE GAS NATURAL A ESCALA MUNDIAL RESPECTO AL PRECIO DEL CRUDO	13
Gráfico 2	EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL Y DEL GNL COMO PORCENTAJE DEL PRECIO DEL CRUDO.....	14
Gráfico 3	EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS EN LA REGIÓN 1980-2006.....	16
Gráfico 4	EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE 1980-2006.....	17
Gráfico 5	EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS NATURAL EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE 1980-2006.....	18
Gráfico 6	PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN Y RESERVAS SEGÚN CATEGORÍA	24
Gráfico 7	RESERVAS COMPROBADAS Y POSIBLES POR DESCUBRIR	28
Gráfico 8	CONSUMOS PREVISTOS DE GAS EN EL CONO SUR Y ESCENARIOS DE RESERVAS INCLUYENDO O NO A BOLIVIA Y PERÚ.....	28

Índice de mapas

Mapa 1	ESTADO DE LAS REDES DE GASODUCTOS CONSTRUIDOS, EN CONSTRUCCIÓN, PROYECTADOS Y EN ESTUDIO HACIA 2005.....	11
Mapa 2	SITUACIÓN DE RESERVAS, PRODUCCIÓN Y CONSUMO EN LOS PRINCIPALES PAÍSES DE LA REGIÓN A FINES DE 2006	19
Mapa 3	SITUACIÓN DEL CONSUMO E INTERCAMBIOS DE GAS EN LOS PRINCIPALES PAÍSES DE LA REGIÓN	20
Mapa 4	PROYECCIONES DE DEMANDA ACUMULADA DE GAS NATURAL PARA LAS PRÓXIMAS DOS DÉCADAS Y COMPARACIÓN CON LAS RESERVAS COMPROBADAS EN 2006.	23
Mapa 5	PRINCIPALES CUENCAS SEDIMENTARIAS DE LA REGIÓN.....	29
Mapa 6	TRAZADO ESQUEMÁTICO DEL GASODUCTO DEL SUR.....	32
Mapa 7	ÁREAS PROSPECTIVAS Y EN PRODUCCIÓN DE GAS LIBRE	35
Mapa 8	GASODUCTOS EXISTENTES EN VENEZUELA	37
Mapa 9	PROYECTO RAFAEL URDANETA	39
Mapa 10	INFRAESTRUCTURA DE INTEGRACIÓN GASÍFERA Y DEL MERCADO INTERNO DE VENEZUELA AL 2012	41
Mapa 11	LOCALIZACIÓN DE PLANTAS DE LICUEFACCIÓN Y REGASIFICACIÓN, ACTUALES Y PROYECTADAS	51
Mapa 12	LA VISIÓN DE PDVSA RESPECTO A LA POSIBLE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL	55

Resumen

El presente documento analiza la situación de la integración gasífera en América del Sur tras las nuevas condiciones que se presentaron en la región a partir de 2004, en concordancia con el nuevo escenario de precios internacionales del crudo y la pugna de los países exportadores para mejorar su participación en la captación de la renta. En tal sentido se examina el panorama de reservas y producción, y el correspondiente a los compromisos de intercambios entre Argentina con Chile, Uruguay y Brasil, por una parte y, por otra, de Bolivia con Brasil y Argentina. En tanto en todos estos casos las garantías de suministro -que parecían sólidas durante la década pasada -se han visto debilitadas por la insuficiencia de oferta, sea cual fuese la razón de tal insuficiencia, se estudia la prospectiva de oferta y demanda y el papel que podrían desempeñar las reservas de Venezuela y Bolivia. Al respecto el análisis revela los desafíos que deberán enfrentar estos países para desarrollar sus reservas potenciales y la infraestructura, al tiempo que se muestra la potencialidad de Brasil para lograr su propio autoabastecimiento e incluso su conversión en exportador neto. Del mismo modo, en la medida que el escenario de escasez y elevados precios internacionales ha incentivado el desarrollo de proyectos de exportación e importación de GNL, se describen dichos proyectos y se extraen conclusiones respecto a las perspectivas de comercio de GNL en América del Sur. Se concluye finalmente que, a pesar de la existencia de varios proyectos de importación de GNL, éstos, por ahora, no se hallan en el marco de una integración, sino de una estrategia global de seguridad de abastecimiento. Para países importadores como Chile, Argentina y Brasil, se prevé que el suministro será principalmente extraregional, mientras que las exportaciones de Perú se hallan orientadas al mercado

estadounidense. No obstante, en el caso de Brasil, los desarrollos de GNL pueden dar lugar a una estrategia exportadora en el futuro aunque no es posible por el momento realizar una predicción. De este modo, de un modo sorprendente, cuando más necesaria se ha vuelto una sólida integración, las condiciones del mercado y la estrategia de los actores, no parecen alentar dicho proceso ni por la vía de gasoductos, ni por la vía ultramar.

I. Introducción

El presente estudio analiza el estado actual de la situación de la integración gasífera en la región y las perspectivas del mercado del gas natural licuado (GNL), en especial en América del Sur.

En el primer capítulo se realiza una breve reseña del origen de la integración de los mercados de gas en América del Sur y se describe el contexto en el cual dicho proceso entró en crisis a partir de 2004. Dicha crisis se originó en diversos factores concurrentes: la devaluación en Argentina tras el abandono de la Convertibilidad, la pesificación de los precios del gas y los sucesivos ajustes, las restricciones de oferta frente a una recuperación de la demanda y los cortes de suministro de gas en los contratos de exportación, lo que afectó principalmente a Chile, principal importador de gas desde Argentina. Pero en este contexto cambiante también se registra el cambio del escenario de precios internacionales del crudo y fuertes cambios políticos en la región. Así, Bolivia, hacia 2006 decreta la denominada nacionalización de los hidrocarburos, lo que genera una revisión de las políticas previas de exportación de gas y da a lugar renegociaciones con Brasil. A su vez, este cuadro de escasez de gas en la región, da lugar a nuevas ideas, proyectos y estrategias sea de abastecimiento, o de integración.

Así, en el capítulo siguiente, se examinan las perspectivas de la integración con Venezuela y el futuro de las exportaciones de Bolivia. En tanto la percepción de aquel primer país como el de mayores reservas de la región no coincide con la declinación registrada en la oferta interna de gas de Venezuela, el análisis se centra sobre los proyectos futuros de desarrollo de esas reservas, sus

características, orientación, localización y perspectivas. En el caso de Bolivia el objetivo del estudio, en cambio, se focaliza sobre las perspectivas de ampliación del comercio de gas y la diferente percepción que presentan los actores involucrados entre las partes intervinientes en la integración.

Cabe decir que la crisis de la integración en la región y el nuevo escenario de precios internacionales del crudo y del gas, incentivan en toda la región proyectos de comercio de GNL. En tanto ello constituye un nuevo hito, el tercer capítulo analiza estos proyectos tanto en países importadores como exportadores. El énfasis es puesto no sólo en identificar estos proyectos y su estado, sino en describir el contexto que permite inferir las diversas estrategias nacionales y de los actores.

Por último, el capítulo final extrae las conclusiones más relevantes para analizar las perspectivas de los intercambios de GNL en América del Sur y también fuera de la región. Ello por cuanto el giro del comercio por gasoductos hacia el comercio ultramar implica una flexibilidad eventual de la oferta de gas, cuyas consecuencias e impactos para el abastecimiento regional debe ser evaluado.

II. Estado de situación de la integración gasífera en América del Sur

A. Antecedentes históricos e hitos de la situación presente

A pesar de que las ideas acerca de la conveniencia de lograr un alto grado de integración de los mercados de gas de la región tienen una larga data, lo cierto es que entre 1960 y 1990 los únicos intercambios registrados fueron los ocurridos entre Argentina y Bolivia. Cabe decir que estos intercambios tenían como principal propósito fortalecer acuerdos de carácter geopolítico entre los gobiernos militares de Bolivia y de Argentina (Pistonesi et. al., 1989). Por otra parte, ello permitía a Bolivia una vía para explotar uno de sus recursos más abundantes para incentivar el desarrollo económico nacional. Por lo tanto, la importación de gas de Argentina no tuvo como principal directriz fortalecer el suministro interno. De hecho, muy pocos años después de la firma del contrato con Bolivia, la Argentina produjo los mayores descubrimientos y desarrollos en las cuencas Neuquina, Austral y la propia del Noroeste lo que en aquel contexto de demanda hacía innecesaria la importación. El precio pagado a Bolivia sobre la base de una fórmula que ligaba el precio del gas al del petróleo en el mercado internacional, llegó a representar varias veces el que percibía YPF por el suministro del producto a Gas del Estado, en particular durante buena parte de las décadas del setenta y del ochenta, en las cuales se produjeron las dos crisis petroleras mundiales.

Fue sólo durante la década de los noventa que, en el contexto de fuertes reformas del sector energético en varios países de la región, la integración comenzó a manifestarse.

En el caso de la Argentina a través de la construcción de diversos gasoductos de exportación de gas, principalmente con destino a Chile, aunque también a Brasil y a Uruguay. Estos desarrollos estuvieron motivados tanto por la iniciativa privada de los productores de gas de Argentina, como por la de los generadores eléctricos y otros actores de aquellos países que vieron la oportunidad de desarrollar mercados en estos países.

La Argentina aparecía con reservas de gas excedentes y se autodefinía como “país gasífero”. Chile, por su parte, adoptó una estrategia de expansión del parque de generación eléctrica en base a ciclos combinados, cuya alta eficiencia junto al supuesto respaldo de gas abundante y barato hacía aparecer esta opción como razonable. La llegada del gas con este destino facilitó también la penetración del gas para usos en el sector industrial, residencial, comercial y vehicular. De este modo aquel país rápidamente diversificó su matriz energética. En el caso de Brasil, la penetración del gas se basó también sobre un supuesto similar. En tanto Bolivia aparecía con reservas excedentes, el gas abundante a precios razonables apareció como una opción para concretar una decisión compleja respecto a la conveniencia y oportunidad de diversificar la oferta energética brasilera. La iniciativa de Petrobras, fue en tal sentido crucial. Su participación en el upstream de la industria de hidrocarburos en Bolivia y su papel central en el transporte de gas, parecían garantizar la estrategia adoptada y quebrar las resistencias que a la misma oponían algunos sectores. En tanto los principales actores del mercado productor de gas (Repsol-YPF, Petrobras y Total) aparecían en los tres países simultáneamente, la idea de que ellos mismos impulsaran la integración como forma de monetizar reservas y fijar un precio regional aparecía como natural.

Sin embargo, la idea de una mayor integración sólo comenzó a cobrar fuerza una vez establecida la infraestructura de abastecimiento desarrollada, como se dijo, bien fuera sobre la base de acciones emprendidas por el sector privado, bien sobre la base de acuerdos binacionales. De hecho, muchos de los gasoductos proyectados, aunque no realizados, tenían como objetivo concretar a mediano plazo un mercado competitivo del gas, donde jugarían en espacios de encuentro, ofertas y demandas provenientes de Argentina, Brasil y Bolivia. La idea de un mercado de referencia para los precios regionales del gas se daría a partir de los comportamientos de los actores en San Pablo y Buenos Aires, generando tales señales rentas de localización, específicas, que incentivarían la producción de gas en cada una de las potenciales cuencas competidoras.¹

Como se puede observar en el mapa 1, importantes gasoductos que conectarían las reservas de Argentina y Bolivia, atravesarían territorio argentino y brasilero, constituyendo mercados de gas competitivos en Porto Alegre y San Pablo. A su vez, gasoductos en construcción desde la cuenca de Campos en Brasil (y posiblemente más tarde la de Santos), conformarían puntos de llegada para el gas producido por Brasil.

¹ La estrategia de integración gasífera y monetización de reservas se complementaba con un crecimiento del parque térmico de ciclos combinados, de modo tal que en ausencia de infraestructura para el comercio de gas, pudiera comerciarse indirectamente en forma de energía eléctrica.

MAPA 1
ESTADO DE LAS REDES DE GASODUCTOS CONSTRUIDOS, EN CONSTRUCCIÓN, PROYECTADOS Y EN ESTUDIO HACIA 2005



Fuente: CIER, tomado de Rudnick, H. et al. (2007).

La primera gran ruptura de esa visión de la integración se produjo tras la crisis de la convertibilidad en la Argentina. Ello por cuanto la tácita referencia de un valor regional en dólares, se vio rápidamente afectada por el hecho de que el gas en Argentina permaneció en un

precio fijado en moneda local devaluada. Este hecho produjo así un primer desbalance de los precios regionales. La Argentina disponía de gas barato para el conjunto de sus consumidores internos, Brasil fijaba sus precios según los valores en dólares acordados con Bolivia y Chile, continuaba importando sobre la base de un valor en dólares, aunque a los precios pactados previamente.

Sin embargo, la situación de Argentina fue vista como transitoria. Aún en 2004, luego de que comenzara a manifestarse la primera crisis de abastecimiento interno en este país, y consecuentemente comenzaran restricciones de abastecimiento al mercado chileno, la idea de la integración continuaba cobrando formas nuevas como por ejemplo la del “Anillo Energético”, una instancia que, según quien se refiera a ella, podía involucrar la idea de un suministro de gas proveniente indistintamente desde Bolivia, Brasil, Perú o Argentina (IE-UFRJ-FB-CEARE, 2005).² Sin embargo, las obras de infraestructura que podían llegar a hacer realidad esta idea, no fueron desarrolladas.

A medida que la crisis de abastecimiento de gas en Argentina se fue profundizando (relevando cada vez con mayor fuerza la insuficiencia de los ajustes de precios como mecanismo para incentivar inversiones privadas), la principal variable de ajuste para satisfacer la creciente demanda interna fue el progresivo incremento de los cortes de suministro de gas a Chile. Estos cortes, que llegaron a representar sólo puntualmente el 40% de la demanda de gas de Chile en algunos días de 2004, en 2006 y 2007 fueron de entre 50 y 60% para períodos más prolongados (Rudnick, H. et al, 2007).³ Simultáneamente, hacia 2006 se produjo también la crisis política en Bolivia. Si bien ella habría de afectar principalmente el nivel de precios regionales por sus implicancias para el comercio de gas con Brasil, también demoró en Argentina la decisión acerca de una de las principales obras del llamado Plan Energético Nacional 2004-2008. Esta obra, llamada “el gasoducto del NEA” (Markous, 2004)⁴ de una capacidad de 20 a 30 Mmm³/día, resolvería, a través de la importación de gas de Bolivia, simultáneamente el problema de suministro interno y la insuficiencia de la capacidad de transporte para el mercado interno argentino. La triangulación implícita del comercio de gas boliviano hacia Chile resultaba obvia. De este modo, a la cuestión de la nacionalización, se sumó en Bolivia una razón más de conflicto político. La Argentina no obstante logró ampliar el suministro de gas desde Bolivia en un orden de los 5.5 MMm³/día y renegoció el precio de exportación con Chile, aunque de un modo que fue denunciado por éste país como unilateral. Por su parte Brasil obtuvo la misma visión respecto a la posición de Bolivia.

El contexto previo por lo tanto se modificó radicalmente. Tanto en Brasil como en Chile, las experiencias sufridas con sus abastecedores externos reforzaron posiciones favorables a la autarquía o bien a la diversificación de las fuentes de suministro. La idea de que el respaldo al suministro interno proviniera de una sola fuente de abastecimiento externo mostró un flanco de vulnerabilidad difícil de prever durante la década de los noventa cuando se construyeron 7 gasoductos de exportación desde Argentina a Chile y uno de Bolivia a Brasil de alrededor de 3150 km de longitud. Ciertamente, la Argentina contaba dentro de su marco legal con el único instrumento para hacer frente a una crisis de desabastecimiento interno en tanto los permisos de exportación otorgados por la Secretaría de Energía durante 1996 y 1999 preveían la prioridad del abastecimiento del mercado interno. Era una forma de salvaguardarse frente a una posible decisión de los inversores privados de no ofrecer, por las razones que fuesen, cantidades suficientes de gas. Sin embargo las mismas autoridades habían respaldado los acuerdos con Chile, por lo cual a la cuestión de la inseguridad jurídica planteada por los inversores en el contexto de

² UFRJ, IE-CEARE-Fundación Bariloche, Proyecto Integración Energética Sudamericana, Buenos Aires-Río de Janeiro, 2005.

³ Rudnick, H.; Moreno, R.; Tapia, H. y Torres, C., Abastecimiento de Gas Natural, Pontificia Universidad Católica de Chile, departamento de Ingeniería Eléctrica, IEE3372 Mercados Eléctricos.

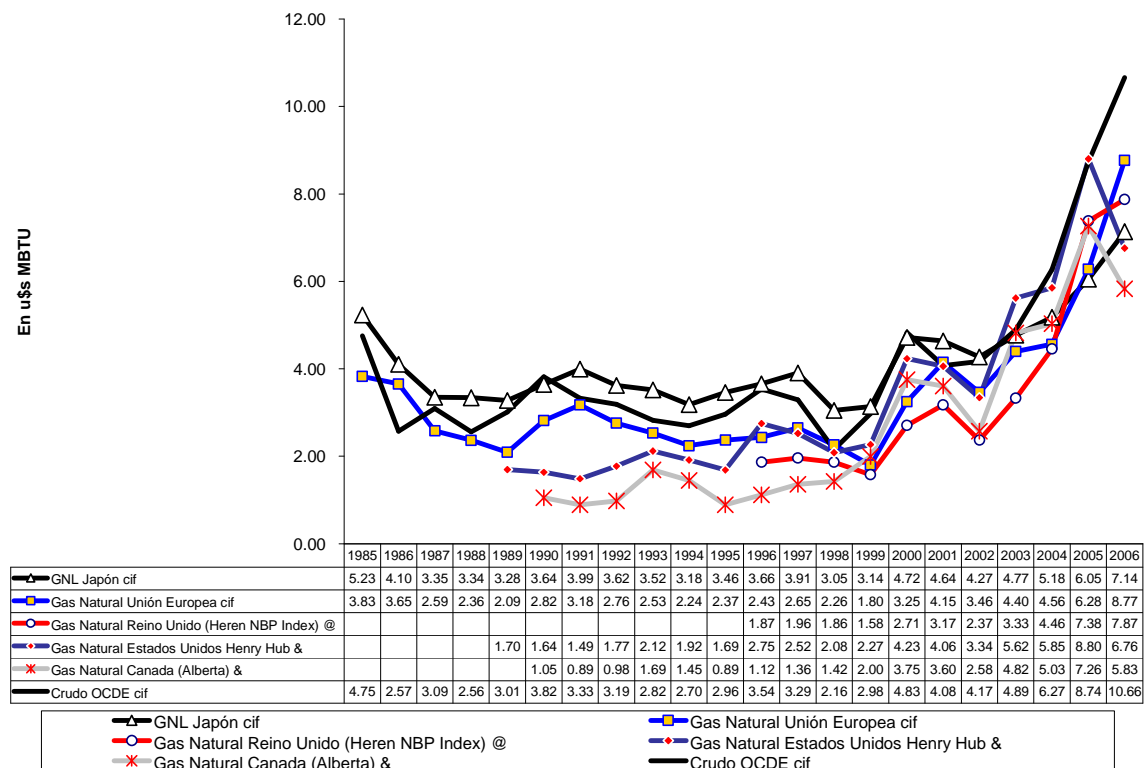
⁴ Markous, R., Situación del mercado de transporte de gas-Proyecto GEA, The Techint Group of companies, Buenos Aires, 1-07-2004.

la “pesificación” de precios y tarifas, se sumó una percepción desfavorable respecto a la confiabilidad de las autoridades argentinas respecto al respaldo necesario para un país que había decidido una estrategia energética sobre otra clase de supuestos.

Por su parte, la agitación social en Bolivia y la percepción de que los inversores extranjeros captaban una porción demasiado importante de la renta gasífera sin permitir vías para una mejora de la situación económica, condujo a medidas drásticas y a percepciones distorsionadas de la realidad. En particular porque la idea de que Bolivia pudiese industrializar el gas y emprender desarrollos autónomos distaba mucho de la realidad de su dependencia de inversiones aún para cumplir con los compromisos asumidos con Brasil.

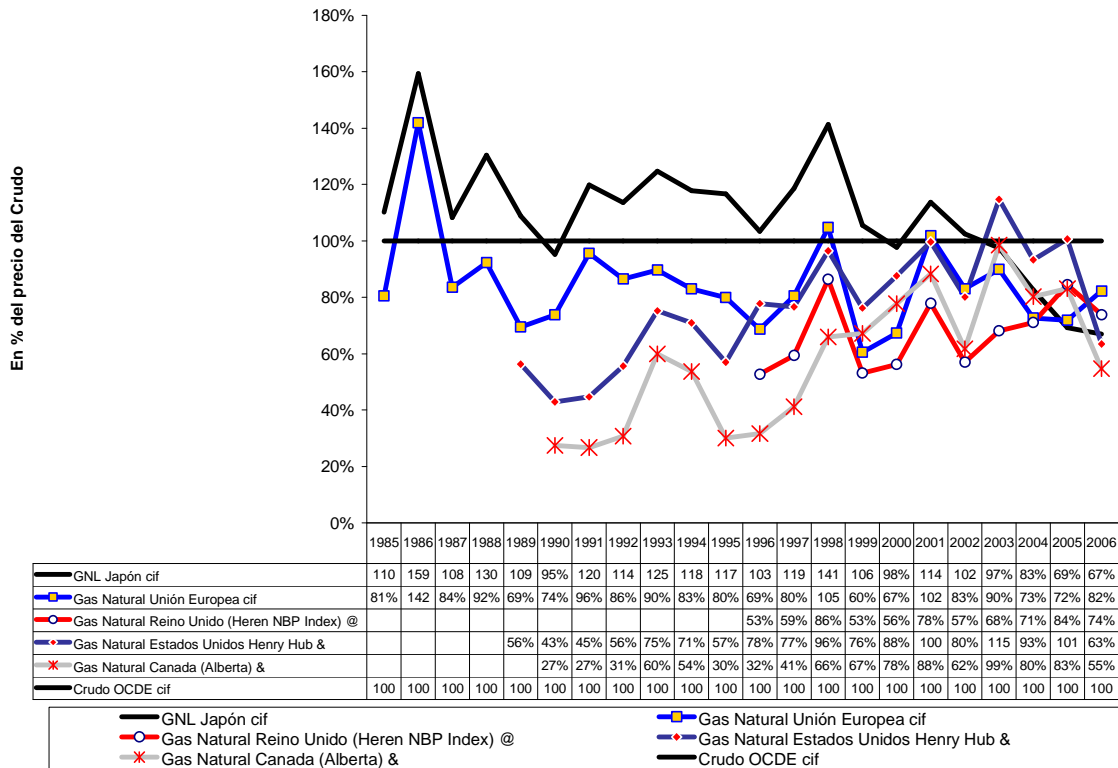
Pero no fue sólo el contexto político y las modificaciones de las políticas internas de Argentina y Bolivia las que contribuyeron a toda esta situación. Ciertamente, a partir de 2004, pero con mayor intensidad desde 2005 al presente, el panorama internacional de los precios del petróleo se modificó drásticamente, arrastrando el precio del gas en los diferentes mercados internacionales. Adicionalmente, las mejoras tecnológicas en la cadena del Gas Natural Licuado (GNL), condujeron a una baja de los precios de oferta de este producto creando una percepción, también errónea, de que muy pronto los mercados de gas entrarían en una etapa de absoluta transabilidad a escala mundial (véase gráfico 1).

GRÁFICO 1
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS INTERNACIONALES EN LOS DISTINTOS MERCADOS DE GAS NATURAL A ESCALA MUNDIAL RESPECTO AL PRECIO DEL CRUDO
 (u\$s/MBTU)



Fuente: elaboración propia con datos de BP Statistical Review, 2007.

GRÁFICO 2
EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL Y DEL GNL COMO
PORCENTAJE DEL PRECIO DEL CRUDO
(En porcentajes del precio del crudo)



Fuente: elaboración propia con datos de BP Statistical Review, 2007.

Sin embargo, a pesar de que, como luego será explicado, es muy pronto para pensar en la posibilidad de un mercado unificado de gas a escala mundial vía GNL o cualquier otra tecnología de comercio ultramar, la fragilidad de la situación de abastecimiento en toda la región comenzó a impulsar la idea de que tanto para países con excedentes de gas, como para aquellos con déficit, el comercio vía GNL era una opción a considerar seriamente.

¿En qué medida ello ha sido una estrategia de los propios productores de gas para forzar a incrementar el precio del gas en los diversos mercados? Es una pregunta tan imposible de responder como de ignorar.

De hecho Chile fue el primer país en iniciar la construcción de una planta de regasificación la cual se espera concretar en 2010. La primera decisión fue tomada ya en mayo de 2004 (a sólo un mes de las interrupciones de suministro desde Argentina) cuando el gobierno le encargó a la empresa estatal ENAP el liderazgo del proyecto de importación de GNL.

Por su parte, Brasil reaccionó sobre la base de considerar un vasto plan para desarrollar sus propias reservas, considerar al GNL como una posibilidad para robustecer el sistema de abastecimiento y continuar las negociaciones con Bolivia. En tal sentido la estrategia oficial brasilera trata de garantizar la seguridad de abastecimiento, con confiabilidad y redundancia, aunque sin pensar en términos de autosuficiencia. No obstante, el llamado Plangás, sería un esfuerzo por lograr el mayor grado o la totalidad del autoabastecimiento de gas natural en Brasil. Cabe decir al respecto que Petrobrás ha diseñado un plan masivo de inversiones que, hasta el año 2010, suma US\$12.000 millones. Las inversiones centrales del plan serían el desarrollo de los

campos de Mexilhão, en la cuenca de Santos, y de Golfinho, en el mar de Espírito Santo, y la unidad de procesamiento de gas de Cacimbas, que incluye la construcción de tres gasoductos. Adicionalmente, en abril de 2007 Golar LNG de Noruega ganó las dos licitaciones celebradas por Petrobras para la contratación de dos barcos para el suministro de GNL. En este caso se trata de Barcos Metaneros con instalaciones de regasificación a bordo. El suministro a través de uno de los buques, comenzará en el segundo trimestre de 2008 (14 MMm³/d) y el correspondiente al segundo buque a mediados de 2009 (7 MMm³/d). El contrato es por 10 años, con opción de Petrobras para extenderlo por 5 años más. El valor del contrato por el período inicial de 10 años es de aproximadamente 860 MMUS\$. Esta opción, no necesariamente descartaría otras opciones de proyectos de GNL emprendidos por Petrobrás, tal como se verá más adelante.

Recientemente, también Argentina podría ser receptora de abastecimiento vía GNL desde una planta de regasificación que podría construir Petrobrás en Uruguay según fue anunciado en julio de 2007.

Por su parte, tanto en Bolivia, como en Perú, se ha planteado la posibilidad de explotar los recursos gasíferos con proyectos GNL. Mientras que esta opción es muy compleja y costosa para Bolivia, en Perú el Proyecto de Liquefacción estaría en marcha con miras a producir comercialmente en 2010.

Cabe decir que, en el contexto de desabastecimiento o escasez de gas presente, el papel de Venezuela y el anuncio de un masivo uso de las reservas de gas de aquel país a través del llamado Gasoducto Latinoamericano, apareció a lo largo del año 2006 como una opción de integración novedosa. Sin embargo, en tanto el análisis del caso de Venezuela conforma un capítulo específico del presente documento y este país también planea entrar en la oferta de GNL, conviene dejar toda referencia a este caso para las próximas secciones. Al respecto cabe tan sólo señalar que también Venezuela cuenta en la actualidad con escasez de gas el que utiliza para mantener la presión en los yacimientos petrolíferos de Occidente. De acuerdo con la información provista por el ENAGAS (Ente Regulador de Gas en Venezuela), el 70% de la producción de gas es consumida por la propia actividad petrolera, principalmente para su re-inyección en los campos petroleros. La falta de gas natural en la zona occidental de Venezuela es una de las causas de la declinación de la producción de petróleo que se observa en dicha área. Este ha sido uno de los principales motivos para la construcción del gasoducto desde Colombia (IEA-DOE, 2007).⁵

En efecto, en julio de 2006, los gobiernos de Venezuela, Colombia y Panamá, firmaron un memorando de Entendimiento para la integración gasífera de los tres países.⁶ La exportación de gas a Venezuela suscrita en mayo de 2007 por Ecopetrol- Chevron y PDVSA para el período 2008-2012, se revertiría de 2012 hasta 2028 con importaciones de gas desde Venezuela hacia Colombia, lo que le daría el necesario respaldo a la demanda proyectada a largo plazo. Sin embargo, lo cierto es que significará un incremento en la presión sobre la demanda de gas en Colombia, el cuál frente a la prospectiva de oferta de gas a corto y mediano plazo podría verse obligado a sustituir gas natural por combustibles líquidos en las centrales de generación térmica (CREG, Julio 2007).⁷

En la siguiente sección se presentarán algunas cifras que permitirán apreciar la situación de Integración en su fase actual, caracterizada por una relativa insuficiencia de oferta real frente al desarrollo alcanzado por la demanda.

⁵ <http://www.eia.doe.gov/cabs/Venezuela/NaturalGas.html>

⁶ Cf. Memorando de Constitución de un Comité de Negociación en materia de interconexión gasífera entre la República Bolivariana de Venezuela, la República de Colombia y República de Panamá, suscrito en el municipio Páez, estado Zulia, Venezuela, a los ocho (8) días del mes de julio de dos mil seis (2006).

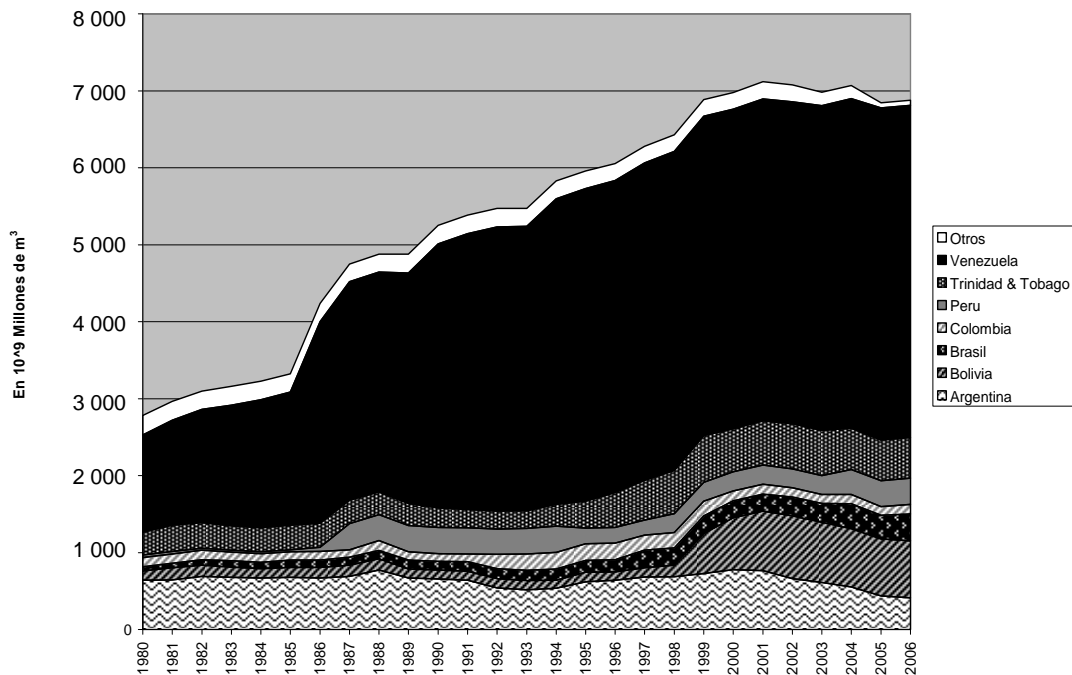
⁷ Cf. CREG, Análisis de la situación de abastecimiento interno de gas natural en el corto, mediano y largo plazo. Documento para discusión, Creg-046, Bogotá, 28-06-2007.

B. Evolución de las reservas, la producción y el consumo de gas en la región: retrospectiva y situación presente

Como se expresó en el apartado anterior, la región incrementó rápidamente los consumos de gas tanto a partir de esfuerzos de autoabastecimiento, como por el descubrimiento y desarrollo de reservas que en la segunda mitad de los noventa dieron lugar a proyectos de integración gasífera. Sin embargo, esta tendencia se vio interrumpida por una serie de sucesos que terminaron haciendo muy clara la distinción entre disponibilidad potencial de recursos gasíferos y la oferta real de los mismos. Por consiguiente una mirada a la evolución de las cifras históricas y a las de la situación presente parece necesaria.

En el gráfico 3 se tiene la evolución de las reservas de gas en América Latina y el Caribe desde 1980 a la fecha.

GRÁFICO 3
EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS EN LA REGIÓN 1980-2006
(En miles de millones de m³)



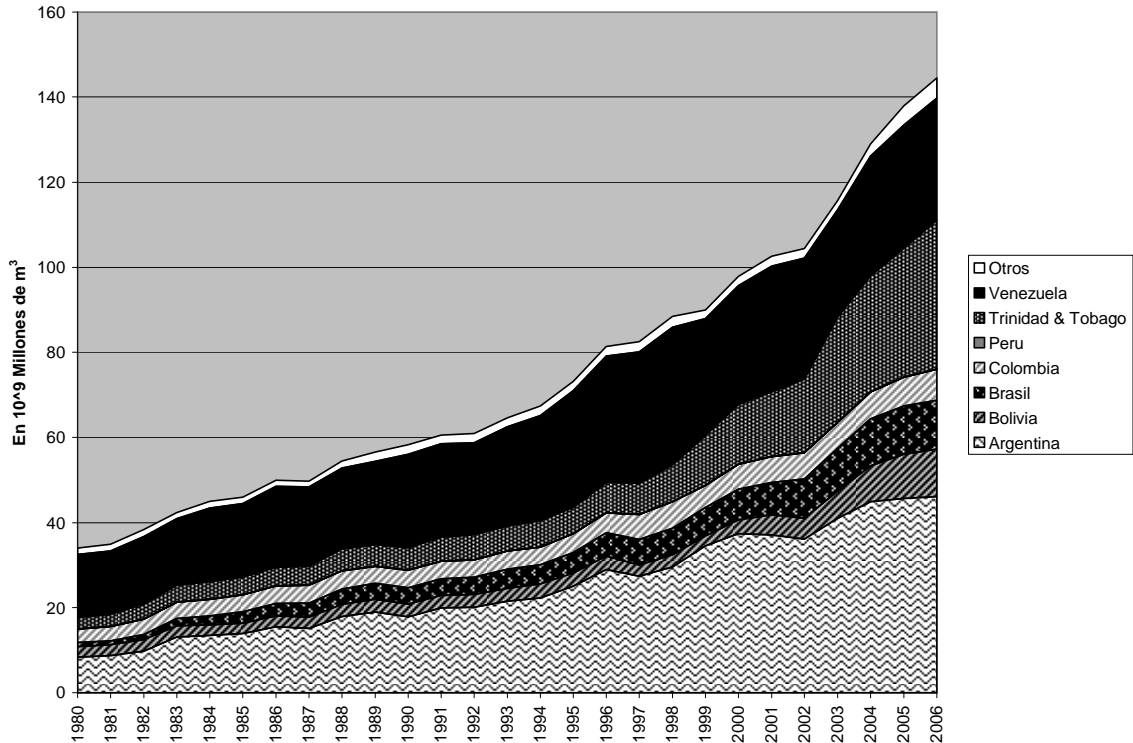
Fuente: elaboración propia con datos de BP Statistical Review 2007.

Como se puede observar, desde fines de los noventa las reservas no sólo no han crecido, sino que han disminuido ligeramente ocultando fuertes diferencias de comportamiento en cada país. Por ejemplo en Argentina y en Colombia, las reservas a fines de 2006 resultaban, respectivamente, 35% y 43% inferiores a las de 1996. En cambio en Bolivia se incrementaron en 585% (básicamente a partir de 1999), mientras que en Brasil y Perú lo hacían en 120 y 69%. Las reservas de gas de Venezuela, que aparecen como dominantes en la región, si no se analiza su disponibilidad real, apenas se incrementaron un 7% en los últimos diez años. La gran incorporación se produjo a lo largo de las décadas del ochenta y de los noventa. Las relaciones

medias reservas producción, siendo un indicador muy imperfecto, revelan que en 2006 si bien a nivel regional eran del orden de los 47 años, resultaban de 25 para el conjunto de los países consumidores del Cono Sur si se incluyen las reservas de Bolivia y Perú, pero de sólo 9 si los consumos de Argentina, Brasil y Chile debieran reposar en las reservas de cada uno de ellos.

La representación gráfica de la producción, también permite apreciar las transformaciones históricas en los últimos 26 años, pero en particular la del último quinquenio.

GRÁFICO 4
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE. 1980-2006
(En miles de millones de m³/año)

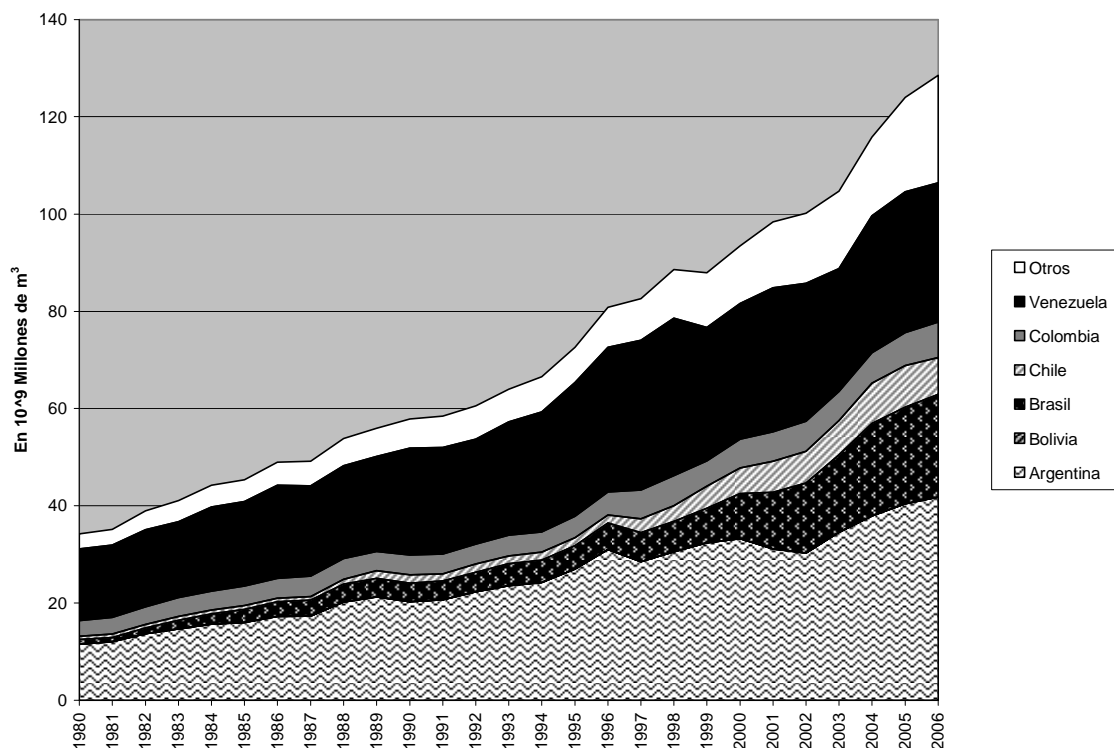


Fuente: elaboración propia con datos de BP Statistical Review 2007.

Aquí varios hechos merecen ser remarcados: 1) el práctico estancamiento de la producción en Argentina desde 2003; 2) el bajo crecimiento de la oferta en Argentina, Brasil y Colombia y la caída de la producción en Venezuela durante la última década; 3- el incremento de la producción de Trinidad y Tabago, en particular de 2002 en adelante acompañando el crecimiento de la demanda mundial y regional de GNL.

Por último, el gráfico con la serie de consumos por países, revela la emergencia de los mercados de Brasil, Chile y Colombia y la importancia de Argentina y Venezuela, los que no obstante presentan diferencias significativas en cuanto al uso del gas.

GRÁFICO 5
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS NATURAL EN AL Y C. 1980-2006
 (En miles de millones de m³/año)



Fuente: elaboración propia con datos de BP Statistical Review 2007.

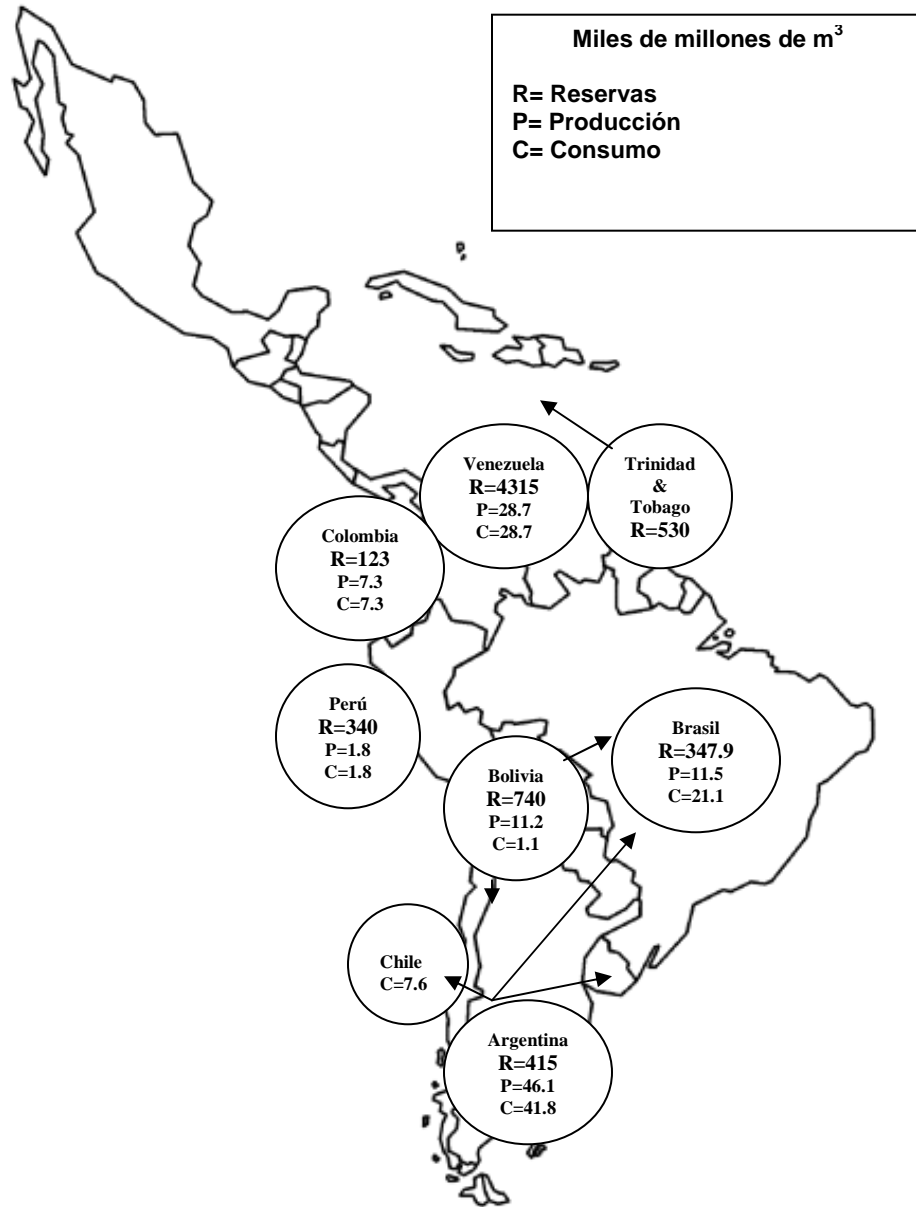
El mapa 2, sintetiza las cifras de reservas, producción y consumo de 2006 y el mapa 3, muestra el tamaño relativo de los mercados y los flujos de intercambios registrados.

De los gráficos precedentes y de los mapas presentados surge el papel estratégico de las reservas de Bolivia, Perú y Venezuela como posible respaldo para el suministro de gas a los principales mercados de consumo en Argentina, Brasil, Chile y Colombia. Sin embargo bajo qué supuestos, en qué horizontes y bajo qué modalidad, es algo que debe ser analizado no sólo considerando lo ya dicho respecto a los cambios sufridos en el proceso de integración desde 2004 a la fecha, sino analizando los proyectos de desarrollo de los campos de gas en cada uno de estos potenciales abastecedores. A esto se aboca buena parte de los dos capítulos siguientes. Antes de entrar en ello, es necesario no obstante referirse brevemente a los escenarios de demanda de gas para los próximos 15 a 20 años.

C. Prospectiva de la demanda de gas en los principales países de la región

Las previsiones de demanda de gas para la región, excluyendo las México y Centroamérica, indican, si se extrapolan las proyecciones de OLADE (2006), que se requerirán entre 3000 y 3600 miles de millones de m³ en los próximos 20 años.

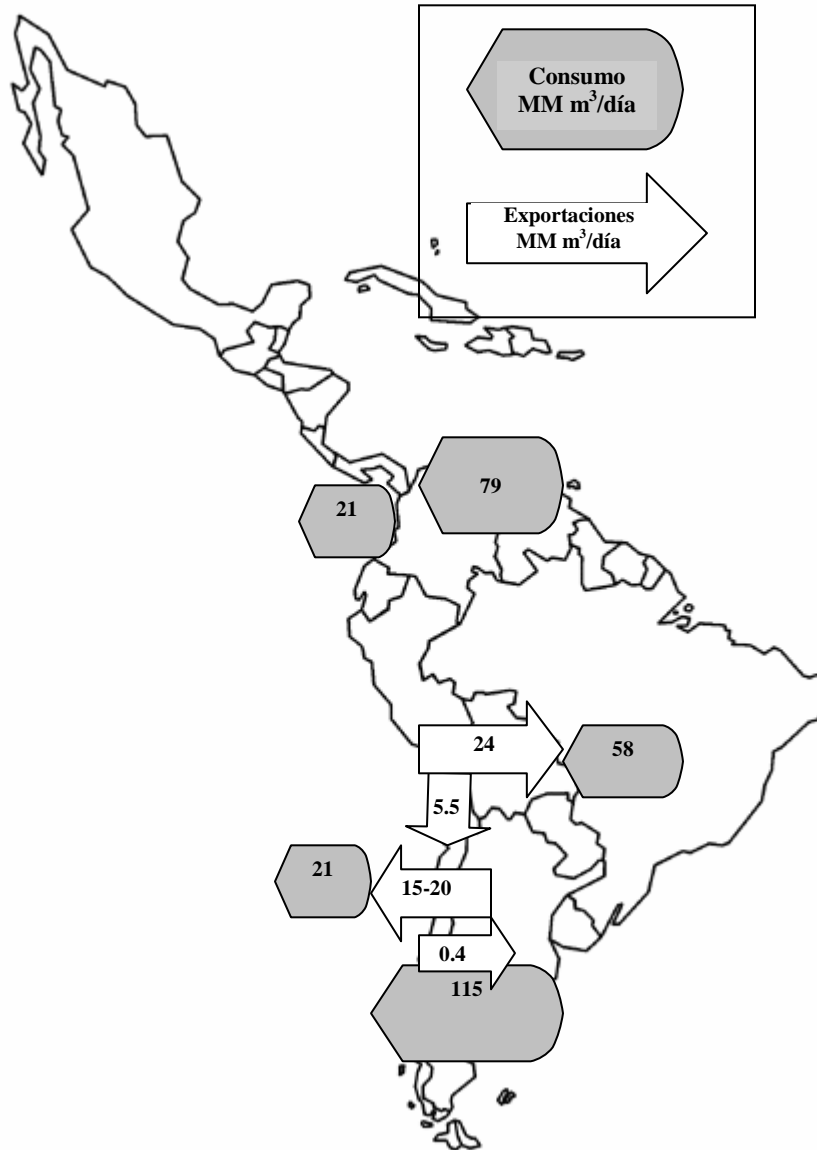
MAPA 2
SITUACIÓN DE RESERVAS, PRODUCCIÓN Y CONSUMO EN LOS PRINCIPALES PAÍSES DE LA REGIÓN A FINES DE 2006
 (En miles de millones de m³)



Fuente: elaboración propia con datos de BP Statistical Review 2007.

MAPA 3
SITUACIÓN DEL CONSUMO E INTERCAMBIOS DE GAS EN LOS PRINCIPALES PAÍSES
DE LA REGIÓN

(En millones de m³/día)



Fuente: elaboración propia con datos de BP Statistical Review 2007 y estimaciones propias.

En el cuadro 1 se presentan las demandas finales y para generación eléctrica proyectadas al año 2018 por OLADE (2006). El cuadro N° 2, contiene una estimación de las demandas acumuladas para un período de veinte años si los consumos se interpolaran a las tasas implícitas de los escenarios tomados de OLADE. En el mismo cuadro se estiman los excedentes o faltantes de gas con respecto a las reservas probadas a fin de comprender las magnitudes en juego.

El mapa 4, muestra los rangos de dichas demandas acumuladas por país y las compara con las reservas probadas a 2006 en cada uno de ellos.

CUADRO 1
PROYECCIONES DE DEMANDA DE GAS PARA CONSUMOS FINALES Y GENERACIÓN ELÉCTRICA
2003-2018

País	2003	2018 Escenario I	2018 Escenario II
Colombia	14,1	26,8	31,5
Perú	1,2	5,1	15,4
Ecuador	1,1	1,4	1,4
Venezuela	62,6	106,2	135,1
Venezuela ^a	103,0	168,8	205,8
Uruguay	0,1	2,2	4,2
Paraguay	0,0	0,0	5,3
Chile	12,4	36,8	52,8
Brasil	32,7	159,0	200,5
Bolivia	2,3	7,0	9,5
Argentina	82,6	142,8	160,6

Fuente: elaboración propia con datos de OLADE (2006).

^a Incluye todos los usos.

CUADRO 2
PROYECCIONES DE DEMANDA ACUMULADA PARA LOS PRÓXIMOS 20 AÑOS, COMPARACIÓN
CON LAS RESERVAS PROBADAS AL 31-12-2006 Y ESTIMACIÓN DE RESERVAS FALTANTES
O EXCEDENTES

País	Demanda acumulada Escenario I	Demanda acumulada Escenario II	Reservas 2006	Excedentes y déficits I	Excedentes y déficits II
Colombia	171	194	123	-48	-71
Perú	28	82	340	312	258
Ecuador	10	10		-10	-10
Venezuela	698	840	4 315	3 617	3 475
Venezuela ^a	1 119	1 302	4 315	3 196	3 013
Uruguay	12	23		-12	-23
Paraguay	0	17		0	-17
Chile	216	295		-216	-295
Brasil	875	1084	348	-527	-736
Bolivia	41	53	740	699	687
Argentina	934	1022	415	-519	-607
Total 1	2 986	3 620	6 281	3 295	2 661
Total 2	3 407	4 082	6 280,9	2 874	2 199

Fuente: estimaciones propias sobre la base de las proyecciones 2003-2018 de OLADE (2006 y datos de BP Statistical Review 2007).

^a Incluye todos los usos.

Sin embargo, cuando se analizan los datos de la producción acumulada para satisfacer las demandas internas de cada uno de los países respecto a las reservas probadas, pero también a las reservas por descubrir, clasificadas según grados de probabilidad y respecto a lo que podría ser una estimación razonable de los recursos últimos, se obtiene un panorama muy distinto respecto a cuáles países poseerían en un futuro excedentes de importancia que pueden modificar radicalmente el panorama de la integración futura.

En tal sentido el gráfico 6, muestra de un modo aproximado los años en los cuáles se agotarían las reservas probadas al 2006 si cada país sólo abasteciera su demanda interna, la posibilidad de que ello no ocurra, o bien ocurra en un horizonte distinto si se desarrollan las reservas no descubiertas con mayor probabilidad de ser descubiertas y también respecto a lo que se asume podría ser una estimación de los recursos últimos por explotar.

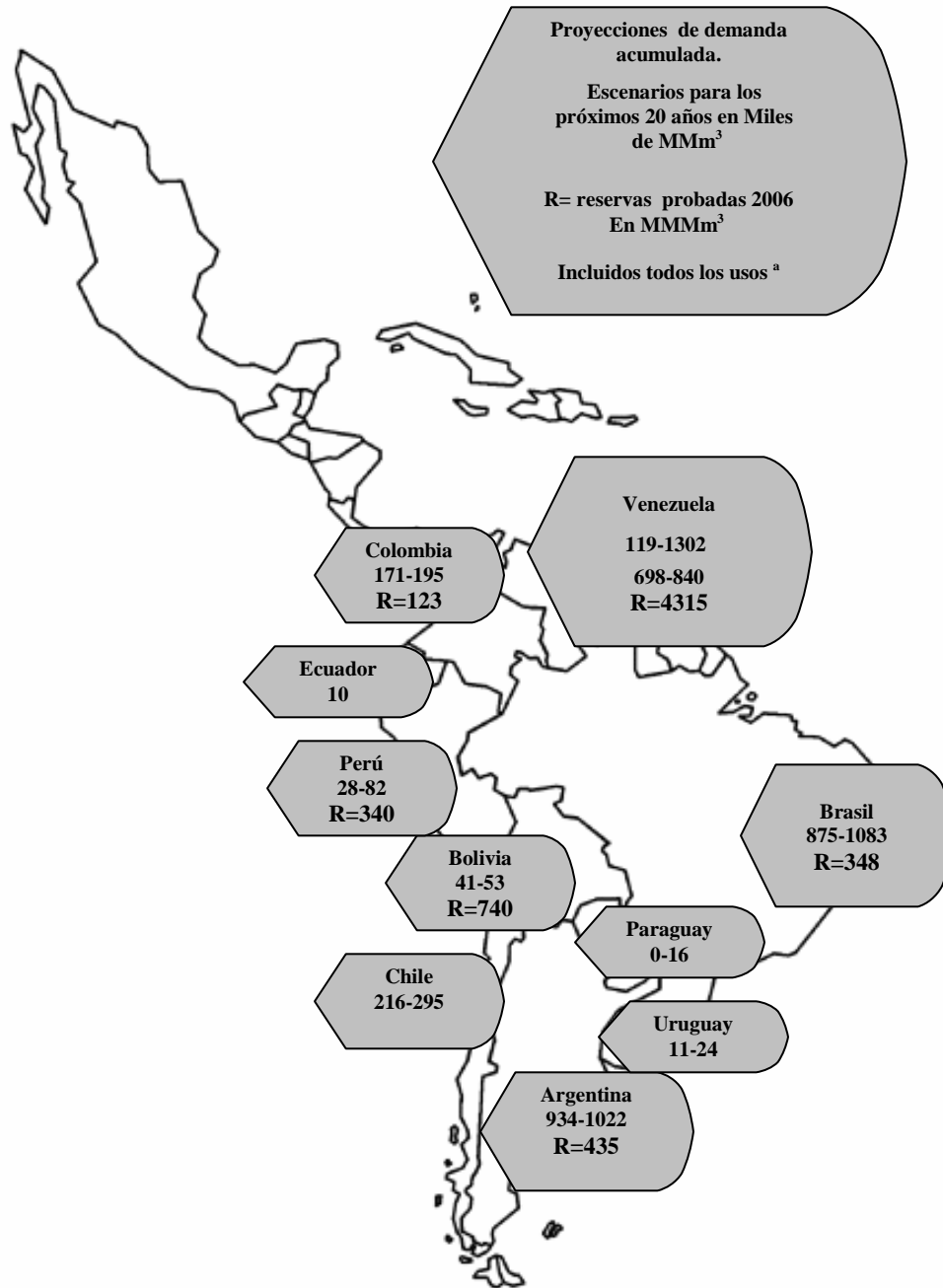
Claramente, se deduce que Argentina, Chile y Colombia, parecen ser los países de la región con mayor probabilidad de convertirse en importadores, mientras que en el caso de Brasil la posibilidad de que se convierta en un exportador neto no debería ser descartada. Obviamente, Bolivia aparece con excedentes, que podrían ser colocados indistintamente en Brasil, Argentina o Chile y Venezuela con un potencial exportador de importancia el que dependerá, como será visto luego, del desarrollo de reservas ya descubiertas y por descubrir. Del mismo modo Perú aparece con dichos potenciales exportadores importantes. En todos los casos donde no existe aún una infraestructura de transporte, la posibilidad de que los excedentes sean explotados bajo la forma de GNL, merece ser analizada dada la magnitud de las reservas comprobadas y potenciales por descubrir (gráfico 7).

Cuando se agrupan las reservas descubiertas y por descubrir, y se las compara con las demandas máximas previstas del Cono Sur de la región incluyendo las reservas de Bolivia y Perú (gráfico 8), se tiene una visión de la relativa independencia de la región si se establecieran reglas de intercambio que permitiesen el desarrollo de las reservas ya descubiertas y las de mayor probabilidad de serlo en lo que queda por descubrir. No obstante, por lo ya dicho antes respecto al estado actual del proceso de integración, la forma bajo la cual podrían garantizarse los suministros no aparece clara. De hecho sin nuevos desarrollos la región enfrentaría una profundización de la actual crisis de abastecimiento a pesar de sus potenciales.

Algo similar ocurre con el suministro y disponibilidad de gas en la región andina excluyendo a Perú. Las reservas de Venezuela aparecen como imponentes frente a los consumos proyectados. Sin embargo, ciertamente, a corto plazo Venezuela debe recurrir a importaciones de gas desde Colombia y éste último país posiblemente se halle en dificultades para abastecer su propia demanda a corto plazo, dependiendo de lo que ocurra en Venezuela para obtener su futuro respaldo de suministro. Por consiguiente, en tanto el papel del desarrollo de las reservas de Bolivia y de Venezuela aparece como crítico para el abastecimiento conjunto de la región se justifica un análisis pormenorizado de la problemática de estos países. En el caso de Perú, la existencia de proyectos para la exportación vía GNL y la ausencia de infraestructura de conexión proyectada vía gasoductos regionales, hace incierto su papel en la integración por vía terrestre.

Sin embargo, el mapa de potenciales sin descubrir (mapa 5 y cuadro 3), revelan que al margen de lo que ocurra con el desarrollo de las reservas de aquellos países, la estrategia de actores clave como Petrobrás puede modificar radicalmente los supuestos de integración esbozados tan sólo unos pocos años atrás.

MAPA 4
PROYECCIONES DE DEMANDA ACUMULADA DE GAS NATURAL PARA LAS PRÓXIMAS DOS DÉCADAS Y COMPARACIÓN CON LAS RESERVAS COMPROBADAS EN 2006
 (En MMM m³)

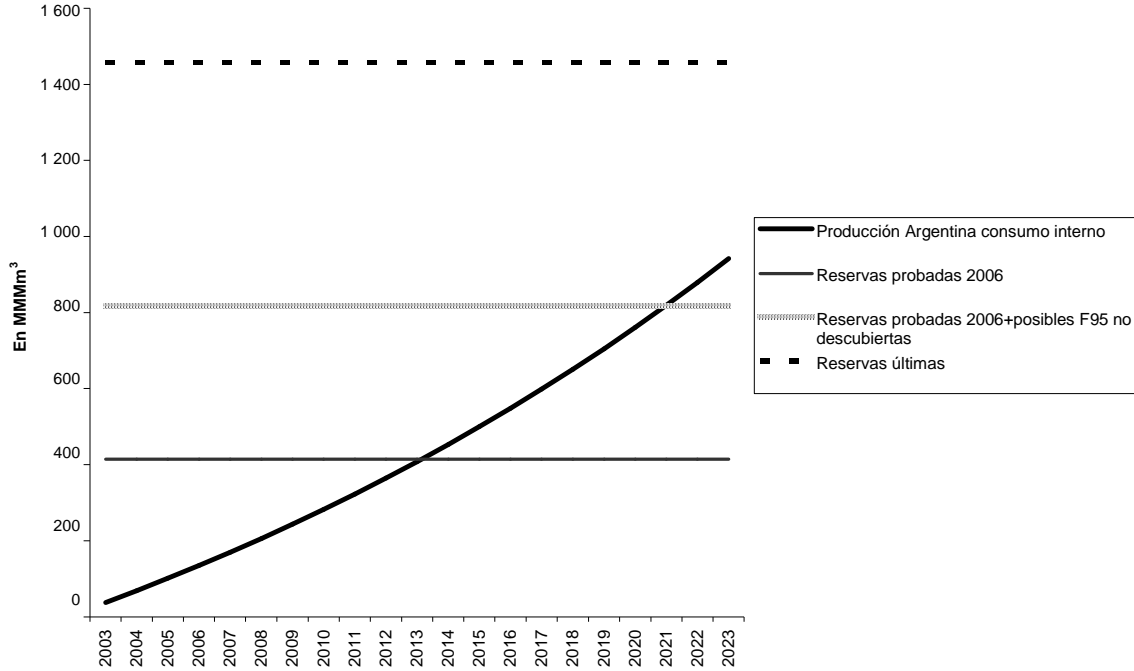


Fuente: estimaciones propias sobre la base de las proyecciones 2003-2018 de OLADE (2006 y datos de BP Statistical Review 2007.

^a Incluye todos los usos.

GRÁFICO 6
PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN Y RESERVAS SEGÚN CATEGORÍA
(en MMMm³)

Argentina



Brasil

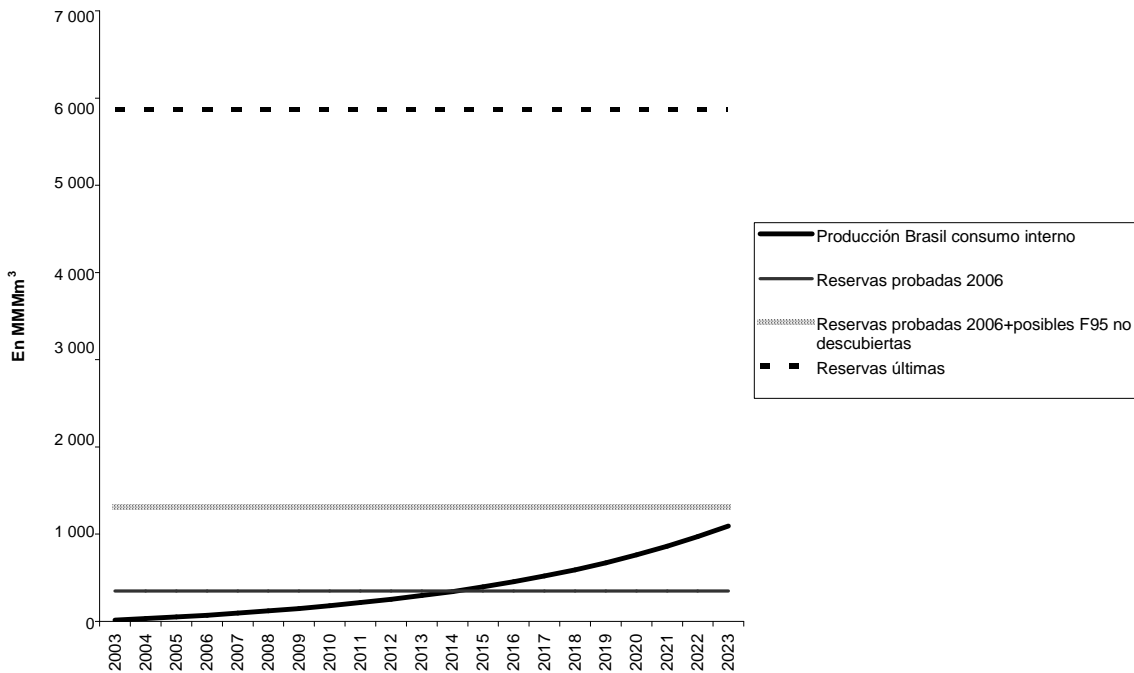
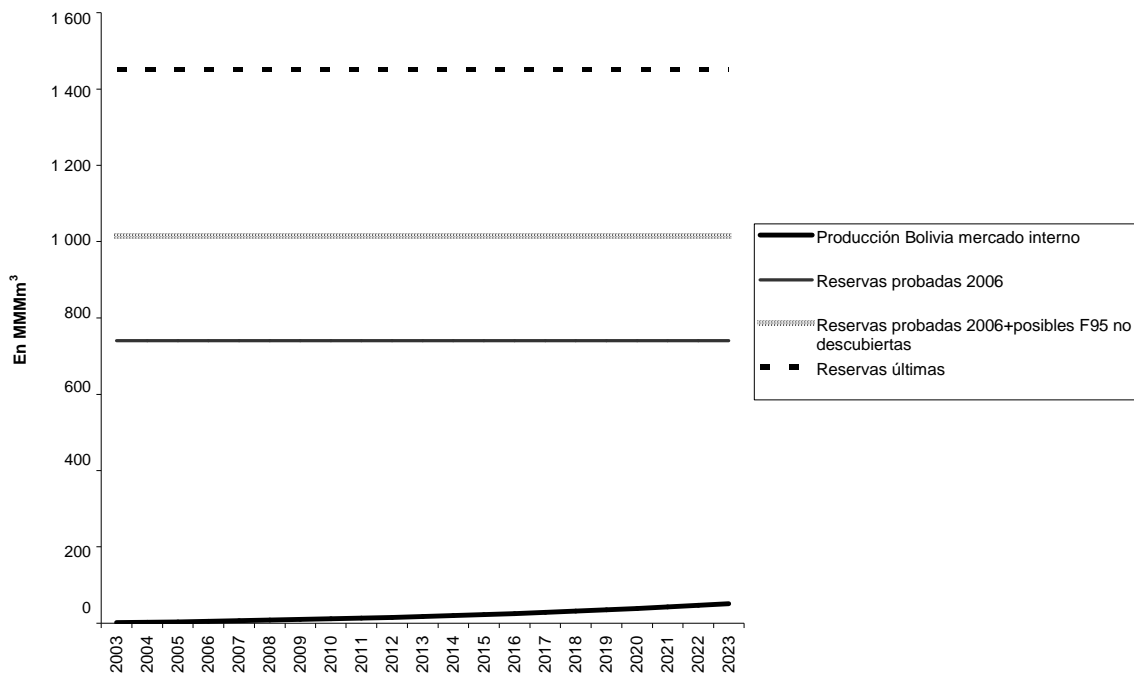


GRÁFICO 6 (CONT.)

Bolivia



Chile

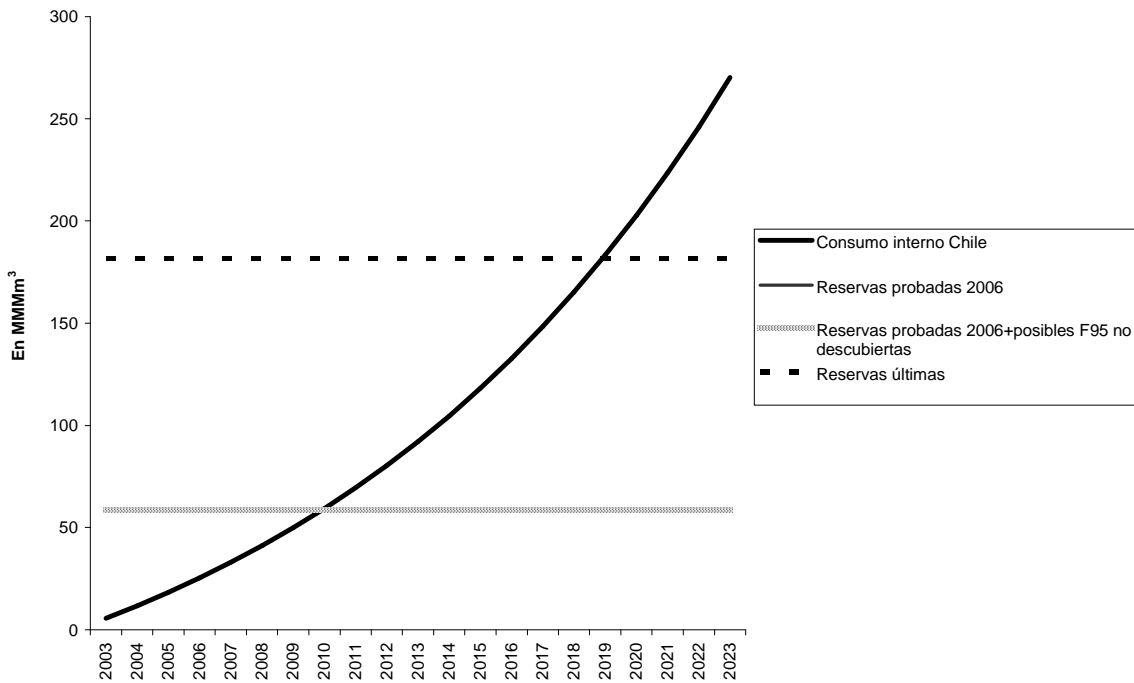
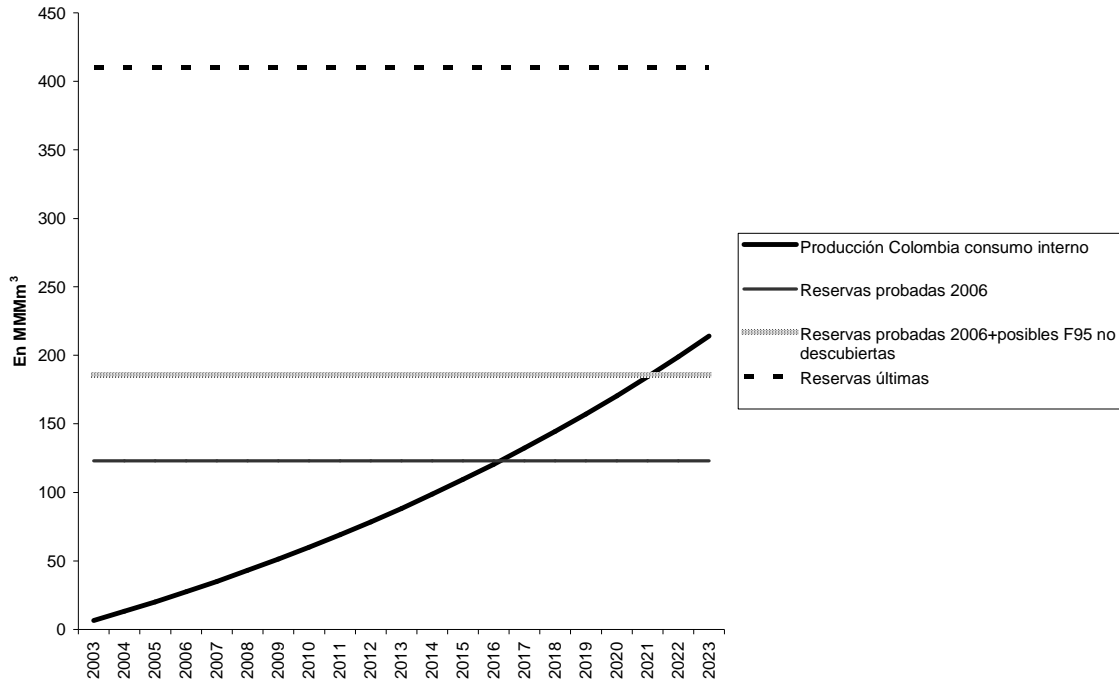


GRAFICO 6 (CONT.)

Colombia



Ecuador

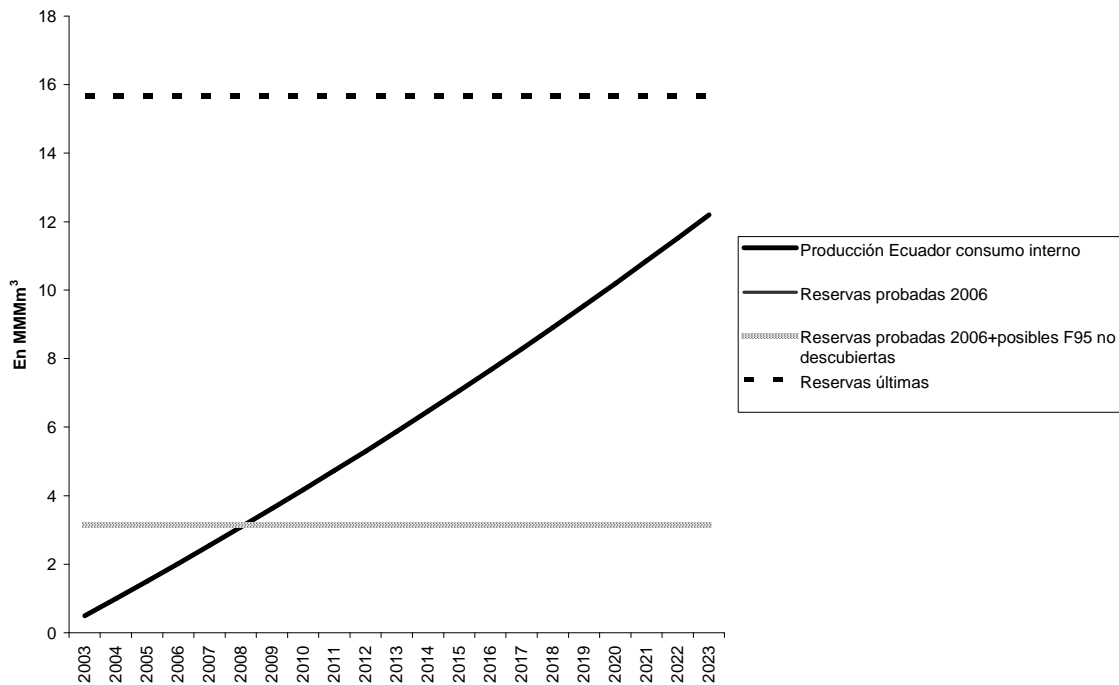
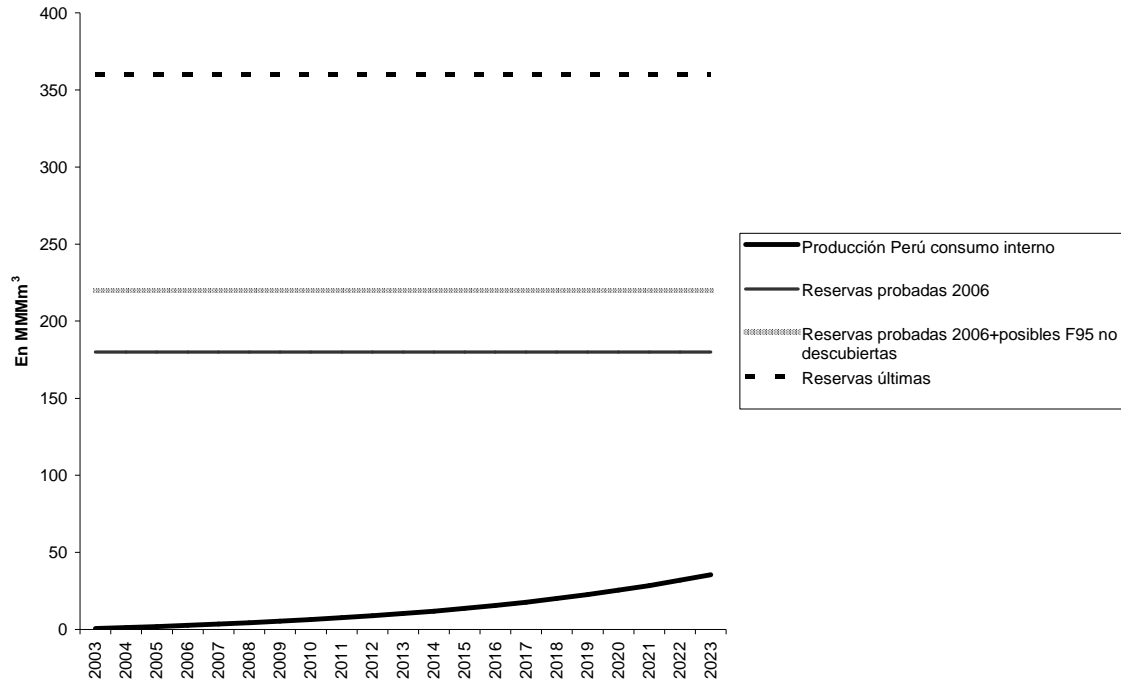
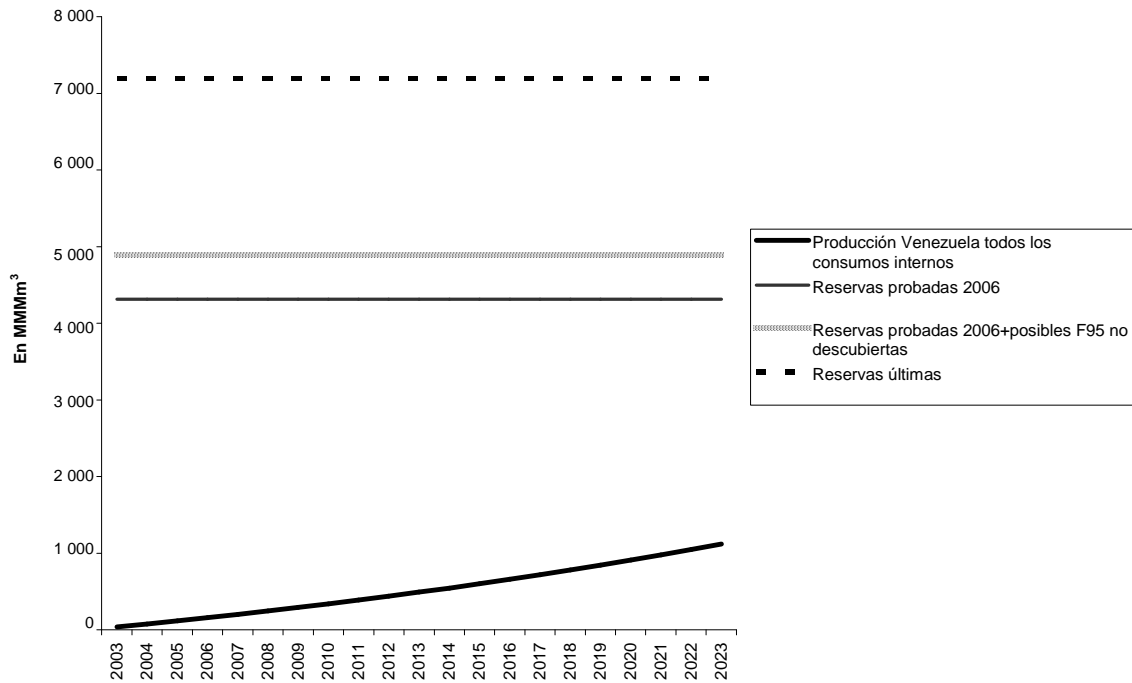


GRÁFICO 6 (CONCL.)

Perú

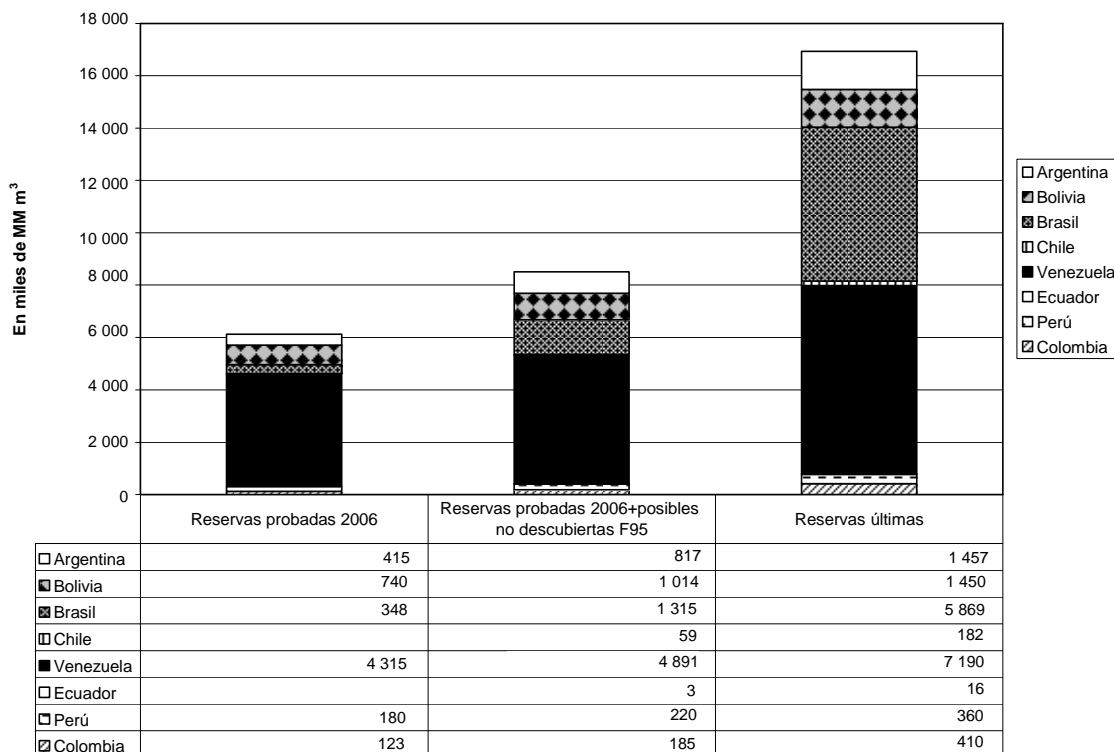


Venezuela



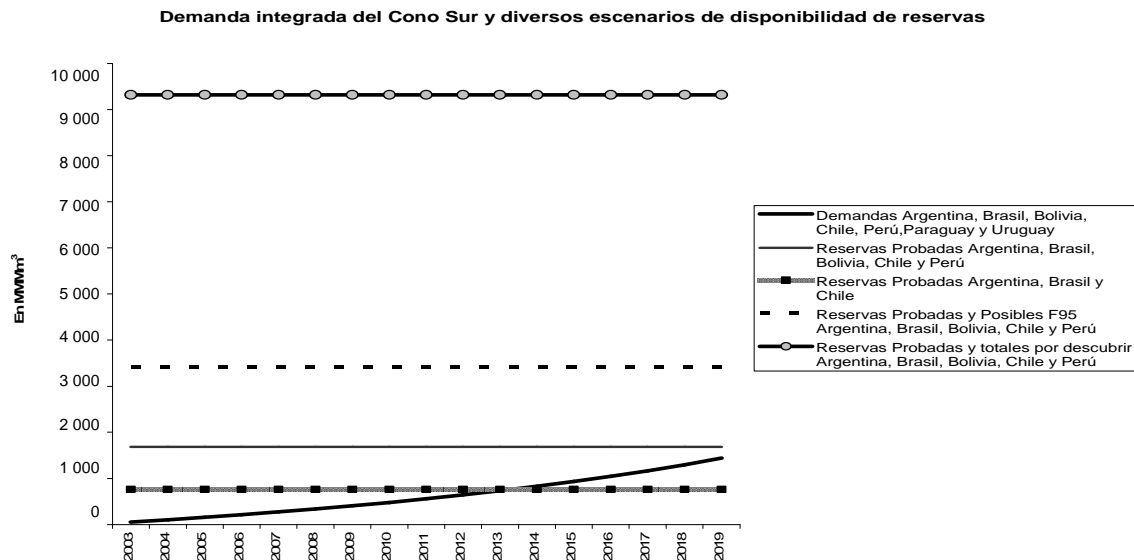
Fuente: elaboración propia en base a datos de OLADE (2006), BP Statistical Review (2007) y U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment, 2000.

GRÁFICO 7
RESERVAS COMPROBADAS Y POSIBLES POR DESCUBRIR



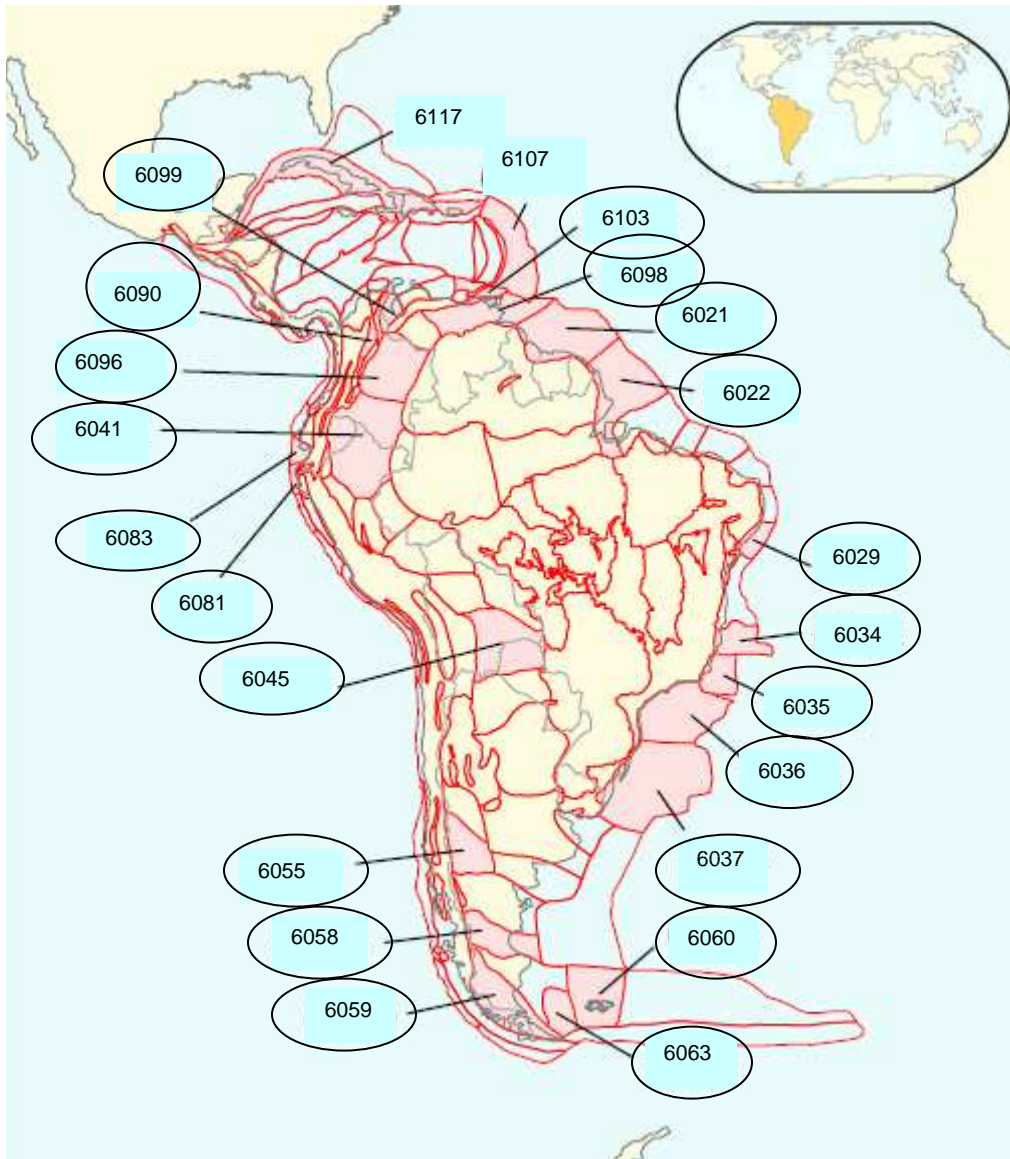
Fuente: elaboración propia en base a datos de BP Statistical Review (2007) y U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment, 2000.

GRÁFICO 8
CONSUMOS PREVISTOS DE GAS EN EL CONO SUR Y ESCENARIOS DE RESERVAS INCLUYENDO O NO A BOLIVIA Y PERÚ
(en miles MMMm3)



Fuente: elaboración propia en base a datos de OLADE (2006), BP Statistical Review (2007) y U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment, 2000.

MAPA 5
PRINCIPALES CUENCAS SEDIMENTARIAS DE LA REGIÓN



Fuente: U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment, 2000 (ver cifras en cuadro 3).

CUADRO 3
RESERVAS NO DESCUBIERTAS DE GAS SEGÚN CUENCA SEDIMENTARIA Y GRADO DE
PROBABILIDAD

Referencia Mapa	Cuenca Sedimentaria	País	F95	F50	F5	Media	% F95/Media	% Tipo de gas	% sobre el sub-total (F95)
6098	Oriente	Venezuela	552	2 398	5 723	2 657	20,8	23 asociado	20,3
6036	Santos	Brasil	500	2 113	4 648	2 288	21,9	50 asociado	18,3
6021	Guyana-Suriname	Guyana	200	1 045	2 724	1 194	16,7	72 asociado	7,3
6034	Espirito Santo	Brasil	105	778	2 516	974	10,8	19 asociado	3,9
6045	Santa Cruz-Tarija	Bolivia	302	807	1 735	883	34,1	18 asociado	11,1
6022	Foz de Amazonas	Brasil	217	789	1 649	847	25,6	libre	7,9
6037	Pelotas	Brasil	0	558	1 584	648	0,0	28 asociado	0,0
6103	Tobago	Trinidad & Tobago	121	509	1 224	571	21,1	libre	4,4
6035	Campos	Brasil	106	469	1 325	559	19,0	76 asociado	3,9
6099	Maracaibo	Venezuela	166	468	933	499	33,3	71 asociado	6,1
6060	Falklands Plateau	Argentina	0	297	1 456	471	0,0	49 asociado	0,0
6059	Magallanes	Argentina	135	382	721	399	33,8	17 asociado	4,9
6055	Neuquen	Argentina	104	329	675	353	29,5	30 asociado	3,8
6063	Malvinas	Argentina	48	277	744	322	14,8	36 asociado	1,7
6029	Sergipe-Alagoas	Brasil	39	199	565	237	16,4	39 asociado	1,4
6096	Llanos	Colombia	31	144	436	177	17,5	61 asociado	1,1
6081	Talara	Perú	35	125	274	136	25,9	57 asociado	1,3
6058	San Jorge	Argentina	30	99	209	107	28,3	15 asociado	1,1
6090	Magdalena Medio	Colombia	26	84	195	93	27,9	30 asociado	1,0
6041	Putumayo - Oriente-Maranon	Perú	7	21	131	45	14,8	57 asociado	0,2
6083	Progreso	Perú	3	16	50	20	14,1	21 asociado	0,1
	Sub-Total	AL y C	2 727	11 906	29 518	13 480	20,2		100,0

Fuente: U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment, 2000.

III. Las interconexiones de Venezuela al resto de los países de América del Sur y los proyectos de ampliación de las exportaciones desde Bolivia

A. La idea-proyecto del gasoducto del sur

Durante el año 2006, cuando la integración gasífera desarrollada durante los noventa entró en crisis a raíz de los problemas de suministro de gas desde Argentina a Chile y los de Bolivia a Brasil y a la Argentina, se esbozó como proyecto el gasoducto del sur. El mismo había sido inicialmente planificado entre Venezuela, Brasil y Argentina a iniciativa de aquel primer país. Dicho gasoducto partiría del sur venezolano (Puerto Ordaz), pasaría por la Amazonia brasileña y desembocaría en Buenos Aires. El supuesto implícito era que las cuantiosas reservas de gas que posee Venezuela, en especial en el sur de su territorio, podrían abastecer a la región por un período tan prolongado que haría innecesaria la preocupación por la seguridad de suministro.

Cuando se lanzó la idea se pensó que el Gasoducto del Sur tendría unos 8.000 kilómetros de extensión, con una inversión aproximada de 23.000 millones de dólares para transportar 150 millones de metros cúbicos diarios de gas venezolano a Brasil, Argentina, Paraguay y Uruguay (véase mapa 6).

MAPA 6
TRAZADO ESQUEMÁTICO DEL GASODUCTO DEL SUR



Fuente: BBC Mundo, 26 de abril de 2006.

Nótese que esta cifra de inversión implicaría en promedio un valor de 153 millones de dólares por millón de m³/día de capacidad, más del doble de los proyectos actuales de Argentina y casi cinco veces el costo medio de los gasoductos de exportación efectuados desde Argentina a Chile.⁸ Sin embargo, en una prospectiva de demanda similar a la del Escenario de integración de OLADE (2006), este gasoducto llegaría a funcionar a plena capacidad en un plazo de unos 5 años absorbiendo poco más del 40% del incremento de la demanda extrapolada entre 2012 a 2022. Es decir, que si bien su costo y posible factibilidad técnica podrían ser cuestionados, ciertamente la obra pudiera haber sido de interés desde el punto de vista de robustecer el sistema de integración y la seguridad de abastecimiento regional. En principio, por otra parte, el propio gobierno venezolano declaraba que la obra no era de interés económico sino político.⁹ No obstante, por los motivos que fuesen, el propio mandatario venezolano descartó públicamente la consecución de esta idea-proyecto.¹⁰

B. Disponibilidad de gas natural en Venezuela¹¹

Al margen del tema de la racionalidad económica o política que hubiera tenido la idea de construir el gasoducto del sur como eje de la integración gasífera latinoamericana, ciertamente uno de los temas que más merece la atención es el que se refiere a la disponibilidad de gas natural para la exportación.

La literatura actual referida a los recursos venezolanos en materia de gas natural, así como en lo que respecta a los proyectos gasíferos es abundante. Sin embargo, es difícil encontrar en

⁸ Cf. Convenio sobre arreglo de diferencias relativas a inversiones entre Estados y Nacionales de otros Estados, Caso CIADI N° ARB/01/3, ENRON CORP. y PONDEROSA ASSETS, L.P Actora, Vs. República Argentina, Demandada, Declaración de R. Kozulj, agosto de 2005.

⁹ Declaraciones del Presidente de Venezuela a Gabinete On-Line, 1-08-2007, nota titulada "No habrá gasoducto del sur", en la cual afirmó "Nosotros nunca venderíamos a América del Sur al precio que tiene el gas en países desarrollados por distintas razones. Si fuera por ganar dinero, estaríamos pensando solo en mandar gas para el Norte, pero no, nosotros somos bolivarianos, queremos compartir nuestra riqueza con los países de Sudamérica",

¹⁰ *Ibidem*.

¹¹ Esta sección se basa en un trabajo preliminar de Di Sbroiavacca, N. (2007).

dicha literatura algún informe que sintetice la situación actual y futura en lo que se refiere a temas claves como son las Reservas, la Producción y la Infraestructura, aspectos vitales a considerar en cualquier proceso de integración energética, entre otros. Esto implica, por una parte analizar las reservas, su localización y su composición, y por otra, los proyectos de desarrollo de PDVSA gas, creada tan sólo en 2005.

1. Las reservas, su localización y su composición

Venezuela cuenta con reservas comprobadas de gas natural del orden de 151 x 1012 pies cúbicos,¹² equivalente a 4273 x 109 metros cúbicos, ubicándose como el octavo país del mundo con mayores reservas probadas de Gas Natural y el primero de América Latina. Al respecto cabe destacar que Rusia es el país con las mayores reservas comprobadas de gas natural del mundo con 1977 Bpc, seguido por Irán con 742 Bpc y por Qatar con 250 Bpc.

Si bien la misma PDVSA (Petróleos de Venezuela S.A.) en su informe Planes Estratégicos Desarrollos de Gas: 2006-2012,¹³ plantea que el país cuenta con reservas comprobadas de 150 Bpc, sólo para el año 2002 se obtuvo información referida a la distribución de las reservas de gas entre gas libre o asociado (las cuales se ubicaban en dicho año en 147,1 Bpc).

El 71% de esas reservas comprobadas se encuentran en la zona oriental del país, el 24% en la zona occidental, 2.5% en el Norte de Paria, 2.4% en la Plataforma Deltana y el 0.14% en la zona sur.

En el cuadro 4, se presentan las reservas comprobadas de gas natural de Venezuela, desagregadas entre gas libre y asociado. Dentro de esta última categoría, a su vez, se las clasifica por tipo de yacimiento.

CUADRO 4
CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL DE VENEZUELA, AÑO 2002

(En 1012 pies cúbicos (Bpc), en miles de millones de m3 y en %)

Reservas	10 ¹² pies cúbicos (Bpc)	Miles de MM m3	Porcentaje
Gas Libre	15,2	432	10,3
Gas Asociado	131,9	3 746	89,7
Condensados	35,1	997	23,9
Livianos	46,8	1 329	31,8
Medianos	24	682	16,3
Pesados	13,6	386	9,2
Extrapesados	11,3	321	7,7
Bitúmen	1,1	31	0,7
Total	147,1	4 178	100,0

Fuente: elaboración propia en base a la monografía: "Sobre las Reservas de Gas de Venezuela" (<http://www.monografias.com/trabajos36/reservas-gas-venezuela/reservas-gas-venezuela.shtml>), Ing. Diego J. González Cruz, según información del Ministerio de Energía y Minas de Venezuela (MEM).

De esta información se desprende que tan sólo el 10% de las reservas comprobadas de gas natural que posee Venezuela se encuentra en yacimientos de gas libre, el resto esta asociado al

¹² Considerando las medidas mas usadas en el mundo anglosajón, esto equivaldría a 151 Tcf (trillions of cubic feet = 1012 pie cúbicos), mientras que en América Latina en general se utilizan los billones, por lo tanto dicho volumen equivaldría a 151 Bpc (billones de pie cúbicos = 1012 pie cúbicos), donde: 1 Tcf = 1 Bpc = 28300 millones de metros cúbicos. De aquí en más en el informe expresaremos las reservas y producción de gas natural en Bpc.

¹³ (<http://www.pdvsa.com/interface.sp/database/fichero/doc/571/10.PDF>).

petróleo y en consecuencia su disponibilidad también está asociada a la producción de crudo en dichos campos.

Cabe señalar así, que no ha habido en la historia de la industria hidrocarburífera del país una política explícita de búsqueda de gas natural en yacimientos de gas libre. Esta política cambió recientemente, a partir de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos de 1999 y del llamado Plan Nacional del Gas, presentado por el Gobierno de dicho país en el 2002, el que cuenta entre sus objetivos principales: diversificar la matriz energética de Venezuela, reconocer al gas natural como elemento energético que contribuye a apalancar el desarrollo industrial de al Nacional, fomentar su uso para bajar emisiones y generar electricidad de bajo costo y fomentar los proyectos de exportación vía licuefacción. Cabe destacar que el mismo Plan destaca la vulnerabilidad actual de sus fuentes de aprovisionamiento de gas natural al decir:

”El sistema venezolano de oferta de gas es altamente vulnerable a las variaciones de la producción de crudo, por el carácter asociado de las reservas desarrolladas. Esta situación exige de una estrategia orientada hacia el desarrollo de fuentes de gas libre (no asociado”).¹⁴

En el caso de los yacimientos con crudos pesados, extra pesados y bitúmen, donde se encuentra el 18% de las reservas de gas asociado, el gas fue históricamente quemado en mecheros con la autorización del MEM. Por lo tanto, esa proporción de las reservas de gas habría que considerarla con cierta cautela dentro de la categoría de reservas disponibles para su utilización. Los argumentos utilizados para no recolectar ese gas, han sido hasta ahora la baja producción diaria, la baja presión y la dispersión geográfica. En dicho documento (González Cruz, D. J. 2004), se plantea además, que esta situación a futuro podría cambiar si se desea completar el agotamiento de dichos campos y eventualmente generar saldos para comercializar en el mercado interno, más allá del uso en operaciones de campo.

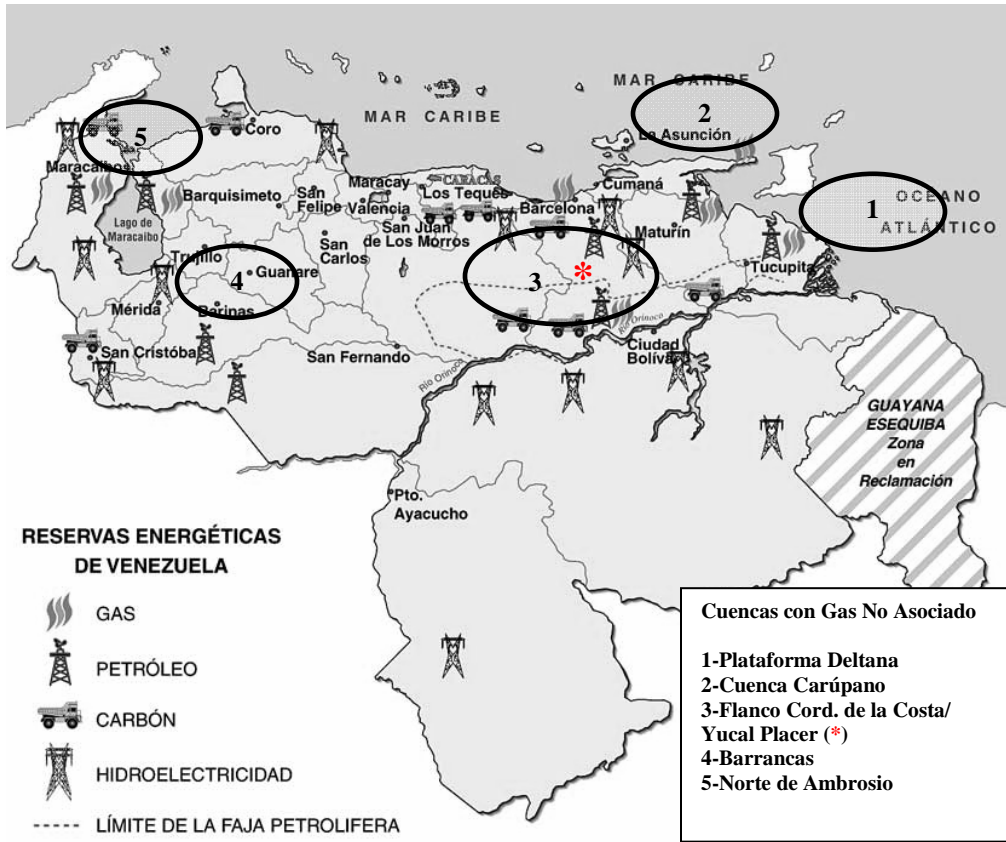
El gas reinyectado, que corresponde al 71% de las reservas, proviene de gas asociado a la producción de crudos livianos, medianos y condensados. Por razones operativas y como consecuencia del mecanismo principalmente imperante en esos campos cuyo empuje se debe al gas en solución, éste se reinyecta para no despresurizar en exceso los yacimientos. Si bien los técnicos plantean que cuando se agote el petróleo de estos campos, el gas estará disponible (ya que se alojará en un casquete por encima del estrato que contenía al petróleo), lo cierto es que un análisis mas profundo basado en la técnica de balance de materiales deberá ser efectuado. Ello con el fin de cuantificar fehacientemente el volumen de gas a recuperar de los mismos. Asimismo, este análisis se debería realizar respecto de los planes de reemplazar la reinyección de gas natural por nitrógeno para mantener la presión de los campos y liberar anticipadamente el gas que estos contienen.¹⁵

Respecto de la distribución geográfica de las reservas de gas natural libre, en el mapa 7 se representan las principales áreas prospectivas y las actuales en producción.

¹⁴ http://www.enagas.gov.ve/publicaciones/publicaciones01_1.html

¹⁵ http://www.enagas.gov.ve/publicaciones/publicaciones01_6.html

MAPA 7
ÁREAS PROSPECTIVAS Y EN PRODUCCIÓN DE GAS LIBRE



Fuente: Elaboración propia con datos del Plan Nacional del Gas.
http://www.enaagas.gov.ve/publicaciones/publicaciones01_3.html

Cabe decir que, del total de las reservas comprobadas de gas libre (15,2 Bpc), el 94% o sea 14,3 Bpc (unos 406 MMM m³), correspondían a las reservas de la Cuenca Carúpano. Ellas se hallan principalmente ubicadas en yacimientos localizados al norte del Estado de Sucre y como luego se verá darán sustento al proyecto Mariscal Sucre (GNL). El resto de las reservas de gas libre, por ese entonces, provenían de la plataforma del río Orinoco.

En junio de 2001, PDVSA lanzó su primera licitación orientada a la búsqueda de gas no asociado, licitando 11 bloques exploratorios, de los cuales otorgó 6. En abril de 2004 comenzó la explotación de gas libre del bloque Yucal Placer, ubicado en el Flanco Cordillera la Costa/Yucal Placer, operado por la compañía Total. Se estima que las reservas que podría contener este yacimiento se encuentran en el orden de los 1-2 Bpc. (28 a 56 MMM m³).

En septiembre de 2005, YPF-Repsol comenzó la explotación la primera fase del yacimiento Barrancas, ubicado en la zona occidental del país. Actualmente se ha instalado una central termoelectrónica de 80 MW en Portuguesa y se plantea en una segunda fase de desarrollo de

dicho campo instalar una central adicional de 450 MW en Obsipos. Las reservas estimadas de este yacimiento se ubican entre los 2 y 6 Bpc (56 a 168 MMM m3).¹⁶

Como consecuencia de estos descubrimientos, las reservas comprobadas de gas natural a finales de 2005 se ubicarían en 151 Bpc. De los datos precedentes se infiere que sólo 19,1 Bpc corresponderían a gas libre (15,2 Bpc Cuenca Carúpano y plataforma del río Orinoco y 3,9 Bpc de Yucal Placer y Barrancas). A continuación se dilucidará acerca del destino de la producción prevista por PDVSA.

2. Producción: situación actual

De acuerdo con la información provista por el ENAGAS (Ente Regulador de Gas en Venezuela), el 70% de la producción de gas es consumida por la propia actividad petrolera, como ya fuera dicho, principalmente para su re-inyección en los campos petroleros. La falta de gas natural en la zona occidental de Venezuela es una de las causas de la declinación de la producción de petróleo que se observa en dicha área. Este ha sido uno de los principales motivos para la construcción del gasoducto desde Colombia, según informa el IEA-DOE-USA.¹⁷ Por su parte, las exportaciones de gas desde Colombia a partir de 2008, parecen haber generado expectativas de situaciones de previsible desabastecimiento interno en este último país a muy corto plazo (UPME, 2007; CREG, 2007).

Recientes informes mencionan que la producción doméstica de gas natural ha disminuido al punto de crear un déficit estimado en unos 0,7 Bpc, impactando principalmente a la propia industria petrolera al disminuir la disponibilidad de gas para re-inyección a los yacimientos, y por lo tanto afectando la recuperación final de petróleo, así como el volumen de producción diaria de crudos.

En tal sentido el ENAGAS en sus reportes, informa que el incremento proyectado de la oferta aún provendrá principalmente de fuentes de gas asociado al petróleo y en tierra firme, mientras que la oferta de gas para exportación se pronostica primariamente de gas no asociado al petróleo y costa afuera, específicamente del Norte de Paria y la Plataforma Deltana.

3. La Infraestructura

Venezuela cuenta con diversos gasoductos (véase mapa 8), los cuales principalmente se desarrollan en la zona oriental del país, donde se produce aproximadamente el 70% del gas nacional. Si bien la zona occidental cuenta con alguna infraestructura de transporte, ésta no conecta aún los yacimientos de gas libre ubicados en Barrancas. Tampoco los campos de Yucal Placer están vinculados con el sistema de gasoductos de oriente.

Ambos sistemas son propiedad de PDVSA, quien además los opera, sujeto a las normas nacionales de regulación. Por su parte, PDVSA adjudicó recientemente tres contratos a empresas nacionales, quienes tendrán a su cargo desarrollar un gasoducto de interconexión entre ambos sistemas, denominado ICO.

Este proyecto plantea interconectar los sistemas de transporte de gas Centro-Oriente con Occidente requerida para manejar una capacidad de 400 MMPCD (11.4 millones de m3/día) con el propósito de satisfacer la demanda en el Occidente del país. Contempla la construcción de un gasoducto de 300 Km de longitud y la construcción de tres (3) plantas compresoras de gas con capacidad de 150.000 HP.

¹⁶ Cabe destacar que si supone que las reservas de Barrancas se ubicaran en el valor medio del intervalo informado por el Ministerio de Energía y Minas, o sea en 4 Bpc, las mismas podrían abastecer por alrededor de 100 años a dos centrales termoeléctricas del tipo de las proyectadas (suponiendo que los 450 y 80 MW allí instalados tengan un factor de carga del 80% y una eficiencia térmica del 40%).

¹⁷ <http://www.eia.doe.gov/cabs/Venezuela/NaturalGas.html>.

MAPA 8
GASODUCTOS EXISTENTES EN VENEZUELA



Fuente: Planes Estratégicos PDVSA <http://www.pdvsa.com/interface.sp/database/fichero/doc/571/10.PDF>.

Supuestamente, cuando la interconexión Oriente- Centro-Occidente se halle operativa, Venezuela estaría en condiciones de dejar de importar gas de Colombia y comenzar su exportación hacia ese país.

4. Reservas, producción e infraestructura en prospectiva

a) Acerca de las reservas y planes de exploración

Los planes y proyectos implementados y a implementarse en Venezuela, con el objetivo principal de poner en producción yacimientos de gas libre, con la finalidad de abastecer la demanda interna y generar saldos exportables son diversos, razón por la cual merecen ser analizados individualmente, en particular con el objetivo de evaluar su aporte al proceso de integración regional.

Proyecto Mariscal Sucre. Este proyecto consiste en el desarrollo de 4 campos petroleros ubicados off-shore al norte de la península de Paria, en la Cuenca del Carupano (ver Mapa N° 7). Estos campos son Río Caribe (1,8 Bpc), Mejillones (3,3 Bpc), Dragón (4,8 Bpc) y Patao (4,4 Bpc), totalizando reservas comprobadas por 14,3 Bpc (406 MMM m³) ya fueron citadas anteriormente dentro de las reservas comprobadas con que cuenta Venezuela. Este proyecto garantizará gas para el sector industrial, eléctrico, comercial y doméstico. El proyecto Mariscal Sucre cubrirá el déficit de gas existente en el mercado nacional, una vez que PDVSA inicie la producción en el campo ubicado en el mar Caribe a partir de 2008.

El objetivo inicial, según el Plan Siembra Petróleo 2005-2030, será suplir el mercado doméstico con gas de los campos Río Caribe y Mejillones. De existir excedentes eventualmente se exportarían como Gas Natural Licuado (GNL).

Plataforma Deltana. Allí se ubican 5 Bloques prospectivos, en las adyacencias del límite marítimo del país con Trinidad y Tobago. En el año 2003 PDVSA adjudicó 3 de los 5 Bloques. Dos de ellos corresponden a la empresa Chevron (operadora del Bloque 2, donde explora el campo Loran y del Bloque 3 donde perforó un pozo exitoso en 2005 en el campo Lau-Lau) y el restante Bloque a la empresa Noruega Statoil (quien tiene a su cargo el Bloque 4, donde se ubica el campo de Cocuina). El Bloque 1, denominado El Dorado ha quedado en manos de PDVSA en forma exclusiva y el Bloque 5 se encuentra en proceso de estudio.

Se espera la declaración de comercialidad del Bloque 2 para el segundo trimestre del 2007, y se espera el reinicio de la campaña exploratoria en el Bloque 4, por parte de la empresa Statoil

El desarrollo de exploración y explotación de gas no asociado costa afuera abarcará un área de 6.500 Km², correspondientes a estos 5 Bloques. El proyecto incluye cuantificar un volumen de reservas entre 6 y 10 Bpc, (de estos 3,6 Bpc serían reservas probadas) de los 40 Bpc que contendría la plataforma Deltana según PDVSA. Se prevé una producción de gas de 1,000 MMPCD (28.4 millones de m³/día) dirigida a satisfacer la demanda del mercado interno y otra parte para la exportación. El proyecto incluye la infraestructura de transporte hasta el Complejo Industrial Gran Mariscal Ayacucho (CIGMA). La Plataforma Deltana abarca una zona de 25.000 Km².

Los aspectos críticos que se presentan en esta zona se refieren a criterios de unificación de los yacimientos de los Bloques, a los permisos ambientales, a cuestiones de geopolítica con Trinidad y Tobago y al inicio de la etapa operativa del proyecto.

Se estima que en el 2009 comenzaría a producir el Bloque 2.

Proyecto Rafael Urdaneta. Durante el año 2005, Venezuela llamó a una nueva licitación orientada a la exploración de gas libre, esta vez en el Golfo de Venezuela en las cercanías de Falcon, denominado proyecto Rafael Urdaneta.

Las reservas estimadas en esta región ascenderían, según PDVSA a 25 Bpc (ver Mapa N° 9). La firma de origen Rusa Gazprom se adjudicó los Bloques Urumaco I y II, por su parte Chevron se adjudicó el Bloque Cardón III, YPF-Repsol junto al ENI de Italia el Bloque Cardón IV, Petrobras y la japonesa Teikoku el Bloque Moruy II y el Bloque Cardón II fue adjudicado a PDVSA y Petropars de Irán. El Bloque Castilletes NE II fue originariamente otorgado a la firma Vinccler, pero posteriormente Venezuela canceló la licitación y le devolvió a la empresa el desembolso que ésta había realizado.

No hay aún estimaciones acerca de la posible fecha de entrada en producción de estos campos.

**MAPA 9
PROYECTO RAFAEL URDANETA**



Fuente: Planes Estratégicos PDVSA <http://www.pdvsa.com/interface.sp/database/fichero/doc/571/10.PDF>.

La Blanquilla y La Pescadora. En agosto de 2006 Venezuela lanzó el último round de licitación de Bloques de campos de gas libre. La Blanquilla incluye 4 Bloques y hay otro cercano a este denominado La Pescadora, se estiman que los 5 Bloques podrían contener 7 Bpc. De acuerdo con PDVSA, ésta podría quedarse con el 70% de la propiedad de la Blanquilla y el 35% del resto. Dichos Bloques se ubican al noroeste de la Isla Margarita. No hay fecha de entrada en producción.

Coro-Coro. Este campo off-shore, se ubica al oeste del Golfo de Paria, es operado por Conoco-Phillips, estimándose sus reservas entre 2 y 3 Bpc. Comenzaría a producir en el 2008.

En el cuadro 5 se totalizan las reservas comprobadas de gas natural y las que se incorporarían en virtud de los proyectos aquí presentados.

**CUADRO 5
RESERVAS DE GAS LIBRE EN VENEZUELA**
(miles de millones de m3)

	Comprobadas	Por descubrir	Total
Proyecto Mariscal Sucre	405		
Yucal Placer	28-56		
Barrancas	56-168		
Plataforma Deltana	102	1 024	
Proyecto Rafael Urdaneta		710	
La Blanquilla y Pescadora		199	
Total	665	1 933	2 598

Fuente: Elaboración propia con datos de PDVSA.

Cabe destacar que el United States Geological Survey, en su estudio denominado: Survey World Petroleum Assessment 2000 ¹⁸ indica que en el caso Venezolano, quedarían aún por descubrirse 67,8 Bpc de gas libre y unos 33,4 Bpc en yacimientos de gas asociados a petróleo (valor medio de la probabilidad de ocurrencia). Como se observa los 68,4 Bpc aquí presentados prácticamente coincide con el valor informado por el USGS.

b) Acerca de la producción y la infraestructura

De acuerdo a la información suministrada por el ENAGAS, se requerirán inversiones cercanas a los 21000 millones de dólares para revertir la actual situación deficitaria de gas que presenta Venezuela y alcanzar en los próximos años excedentes exportables. Se estima que la oferta de gas natural abastezca la demanda interna, calculada para 2005 en 1,03 Bpc, y se espera que en el 2010 se genere un excedente exportable de 0,58 Bpc (equivalente a 45 millones de m³/día).

Respecto al desarrollo de infraestructura, son diversos los proyectos que se plantean en esta materia, más allá de los ya descritos referidos a E&D en el ámbito del gas natural.

En lo que respecta al transporte se planifica interconectar y expandir los sistemas de transmisión y distribución, para un estimado de 1500 Km de nuevas líneas de transmisión y 2500 Km de nuevas líneas de distribución con un costo aproximado de 3600 millones de dólares para construir las líneas de transmisión/distribución y la infraestructura requerida. En la siguiente figura se encuentra representado el sistema de transporte de gas natural, previsto por PDVSA en sus Planes Estratégicos.

El gasoducto que unirá Colombia con Venezuela, en principio llevará gas natural desde Punta Ballena ubicada en la Guajira Colombiana hacia Venezuela, con el principal objetivo de ser utilizado para su inyección en los campos petroleros de occidente. El costo de la obra es de 335 millones de dólares, tendrá una longitud de 225 km y transportará 150 millones de pie cúbicos/día. Se pondrá en operación en el 2007 o 2008 y se estima que en el 2011 o 2012 revertirá su flujo, exportando gas desde Venezuela hacia Colombia. Como se dijo, no obstante, a corto plazo, esta exportación parece competir con la demanda interna en tanto los pronósticos de producción a corto plazo (2008-2012) resultarían inferiores a la demanda total proyectada obligando a los generadores eléctricos a utilizar combustibles líquidos.

Por último, el proyecto del Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA), consiste en un nuevo polo de desarrollo industrial de Venezuela, ubicado en la península de Paria, cercano a la población de Güiría, estado Sucre, en el nororiente venezolano, con una extensión de 6 mil 300 hectáreas en tierra firme y 11 mil hectáreas mar adentro.

Aquí se ubicará el centro de acopio de la producción de gas natural del nororiente del país (Plataforma Deltana, el Norte de Paria y el Golfo de Paria), albergará las plantas de licuefacción de gas natural (GNL), las de industrialización, facilitará el procesamiento de crudos, y proveerá servicios de muelle necesarios para la construcción y servicios, el despacho y recibo de GNL, crudos y otros productos. Esta complejo producirá 1,4 millones de toneladas al año de GNL (sustantivamente menor a las 4,6 – 6 toneladas de GNL al año que planteaba originariamente el proyecto Cristóbal Colon).

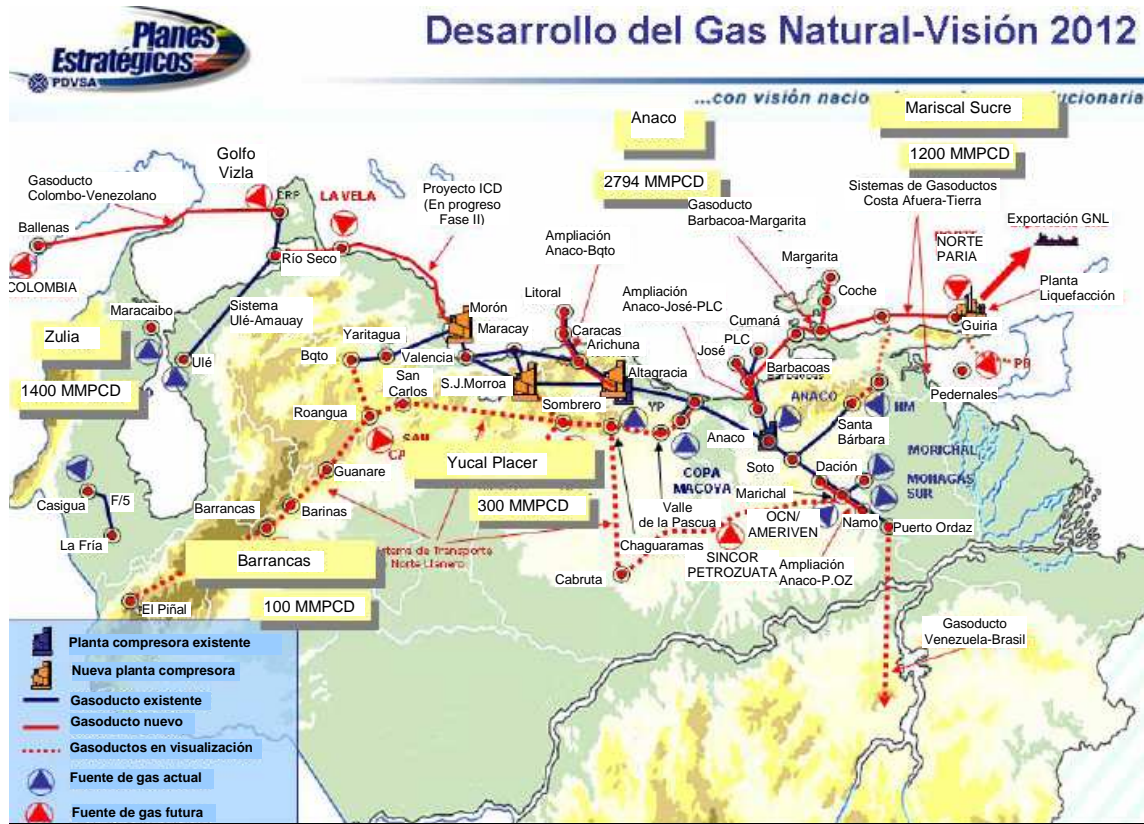
El CIGMA contará con un muelle de construcción previsto a finales del año 2006 y el de servicios a partir del año 2007.

Adicionalmente, el CIGMA contará para el año 2008 con la construcción del Terminal de Almacenamiento y Embarque de crudos y productos. Las actividades de ingeniería para dicho proyecto están en progreso y se espera su alineación con los desarrollos de Exploración y

¹⁸ Cf. <http://pubs.usgs.gov/dds/dds-060/>

Producción en el Oriente del País. Esto estará acompañado con la construcción de un Oleoducto desde Morichal al CIGMA.

MAPA 10
INFRAESTRUCTURA DE INTEGRACIÓN GASÍFERA Y DEL MERCADO INTERNO DE VENEZUELA AL 2012



Fuente: Planes Estratégicos PDVSA <http://www.pdvsa.com/interface.sp/database/fichero/doc/571/10.PDF>

Para finales del 2010 (según el Plan Siembra Petróleo 2005-2030), se estima que esté lista la Planta de Gas Natural Licuado (GNL) que estará ubicada en el CIGMA y tendrá acceso abierto a todos los productores, bajo la responsabilidad de PDVSA.

c) Conclusiones acerca del análisis del papel de las reservas de Venezuela como respaldo a la integración gasífera regional

Las reservas comprobadas de gas natural de Venezuela son importantes en cuanto a su magnitud. Sin embargo, a partir de un análisis de dichas reservas, se aprecia que sólo el 10% de las mismas corresponde a gas libre, y el 90% restante está asociado a yacimientos con petróleo. Dadas las características de estos campos, donde se requiere que buena parte de esa producción de gas sea reinyectada en los mismos, la disponibilidad de este recurso para uso doméstico y la exportación, se reduce considerablemente respecto del total de reservas probadas.

La falta de disponibilidad de gas natural en los yacimientos de occidente ha restringido en los últimos años la producción de crudo de esa zona, teniendo que recurrir a la importación temporal de gas natural de Colombia para recuperar los niveles de productividad.

A partir del año 1999 y desde inicio del presente siglo, el Gobierno de Venezuela ha mostrado una fuerte preocupación sobre este tema, generando herramientas, planes y proyectos tendientes a revertir esta situación y volcando sus esfuerzos, junto a empresas del sector privado,

a la búsqueda y puesta en producción de nuevas fuentes de aprovisionamiento de gas natural (principalmente libre).

Parte de esos esfuerzos están dando ya algunos resultados, como la puesta en producción de los yacimientos de Yucal Placer y Barrancas (donde ya se instaló una central termoeléctrica y se plantea instalar una adicional), la perforación de pozos exploratorios en la zona Deltana, la licitación de los Bloques que comprenden el proyecto Rafael Urdaneta, así como los avances registrados en el proyecto Mariscal Sucre.

Sin embargo, se observa que los primeros volúmenes de gas que se pongan a disposición en Venezuela de estos nuevos campos, tendrán prioritariamente como destino recomponer una demanda insatisfecha de gas que se viene observando en el país en los últimos años y luego tendrá lugar la exportación.

El desarrollo del proyecto Mariscal Sucre junto a la plataforma Deltana, van de la mano de la concreción de las obras del proyecto CIGMA, donde se albergarán las plantas de licuefacción de gas natural (GNL). Se deberá poner entonces principal atención al desarrollo de estas obras, las cuales en principio deberían estar avanzando a un muy buen ritmo si se plantea llegar al 2010 con el primer tren de la planta de GNL ya habilitado.

Por su parte, el proyecto Mariscal Sucre plantea en su primera fase poner en producción los yacimientos de Río Caribe y Mejillones, cuyo destino principal será el mercado interno, sin embargo PDVSA sostiene que hay suficiente gas natural para abastecer las plantas de GNL para su exportación, para lo que deberán incorporarse a la producción los campos de Patao y Dragón, tal como se plantea en el informe de la IEA-DOE-USA.¹⁹ En este sentido se deberá prestar principal atención, en lo que se refiere a los avances en la puesta en producción de estos cuatro yacimientos, lo mismo vale para el Bloque 2 de la plataforma Deltana y Coro-Coro, pues este será un punto crítico para llegar al 2010 con la oferta prevista de GNL.

La disponibilidad de gas el Proyecto Rafael Urdaneta, parecería estar desplazada un poco más adelante en el tiempo, por tanto cualquier posibilidad de interconexión con esos campos vía gasoducto, se vislumbra para más allá del 2011-2012.

Así, si bien los planes oficiales plantean que en el 2010 Venezuela podría estar exportando GNL al mundo, para verificar esta premisa se debería efectuar un seguimiento al cumplimiento de los plazos y las obras de los proyectos antes remarcados, dado que cualquier incumplimiento en ellos generaría retrasos en la disponibilidad de este recurso.

Lo que sin duda queda muy en claro es que la idea-proyecto del gasoducto del sur no tenía, al parecer sustento en reservas desarrolladas y disponibles, al menos no para los próximos 6 años. Por lo tanto el mayor papel en la integración lo podría aportar por la vía del comercio de GNL. Sin embargo, como luego se verá, ello dependerá de los proyectos de plantas de regasificación en curso y proyectadas en la región, las cuales pueden bien estar sujetas a abastecedores múltiples o no.

C. Las reservas de Bolivia, su desarrollo y perspectivas de ampliación de suministro en la región

Actualmente, Bolivia produce entre 41 y 42 millones de metros cúbicos diarios (MMm3d), que es lo que están demandando los mercados interno, el de Argentina y el de Brasil. Sin embargo, tiene comprometidos 45,5 MMm3d, sin contar el nuevo contrato con Argentina por 20 MMm3d.

¹⁹ <http://www.eia.doe.gov/cabs/Venezuela/NaturalGas.html>.

Esto quiere decir que, si los compradores pidieran todo lo contratado, Bolivia no estaría en la capacidad de cumplir con ellos.

Es que a pesar de las declaraciones que se produjeron tras la nacionalización de los hidrocarburos en mayo de 2006, las posibilidades de desarrollo reales requieren de fuertes inversiones.

Bolivia tiene las reservas necesarias para respaldar sus contratos, sin embargo, sólo está produciendo lo estrictamente necesario, por falta de mayores inversiones.

Recientemente el propio presidente de YPF, Guillermo Aruquipa, señaló que actualmente hay suficiente gas, pero también es una realidad la necesidad de invertir para producir más dado que en los últimos 10 años no hubo inversión en Bolivia.²⁰

Es que para aumentar la producción se requiere una inversión cercana a los US\$ 3.000 a 3.500 millones en varios puntos de la cadena, entre ellos la producción y el transporte, según lo expresan desde la Cámara Boliviana de Hidrocarburos (CBH), entidad que aglutina a las empresas petroleras que operan en ese país.

Uno de los problemas centrales para dilucidar la problemática de oferta del gas boliviano lo constituye el hecho de que priman visiones muy distintas entre el poder político y los productores que operan los campos. Para la autoridad política, que responde a un muy viejo anhelo y reclamo del pueblo boliviano, el gas debería producir un proceso de industrialización y de mayores usos internos del gas para satisfacer la demanda energética de Bolivia. Sin embargo, aún cuando se tienen identificadas las posibilidades de utilizar el gas para crear cadenas de valor más robustas, estos proyectos también requerirían nuevas y cuantiosas inversiones. Por ejemplo, en más de una oportunidad se mencionaron proyectos para convertir el gas en líquidos (*Gas to Liquids* o GTL). En tal sentido se pensó en los mercados de Bolivia y Paraguay deficitarios en combustibles líquidos. Pero ciertamente, la tecnología GTL, si bien viable, es una tecnología compleja, que requiere de inversiones de envergadura, una certificación de reservas disponibles no comprometidas muy elevada, y un precio para el gas muy bajo. Aún la Exxon Mobil abandonó recientemente un proyecto en Qatar (Petroleum Economist, marzo 2007). Difícilmente, Bolivia tendría mucho que ofrecer para lograr esta meta. Aún para proyectos de industrialización mucho más simples, como la obtención de urea como fertilizante, las inversiones son cuantiosas. La Argentina, por ejemplo, jamás pudo concretar este proyecto en la provincia de Neuquén, aún cuando contaba con reservas. La opción de producir GNL, también es costosa y Bolivia presenta el problema de su salida al mar, lo que agrega conflictividad a esta problemática, a la que se suma un bajo valor para el productor de gas una vez descontados los costos de liquefacción internos y los de transporte y regasificación en los mercados compradores. Por lo tanto lo más probable es que las inversiones en gas se limiten a su desarrollo y a la extracción de líquidos.

Ciertamente, el gas natural para Bolivia es una de sus pocas fuentes de renta y una de sus posibilidades para lograr una modernización más equitativa. Pero para ello, toda la región debería poder llegar a un acuerdo. Sin esta contribución solidaria, lo más probable es que el propio país se vea encerrado entre las presiones internas (que hacen a la radicalización de las demandas y al clima opositor interno que genera inestabilidad política y social desde hace muchas décadas) y las presiones externas. En tal sentido la situación de conflicto con Brasil, país de cuyas decisiones puede depender el nivel de desarrollo de las reservas bolivianas de gas natural ha sido un evento desafortunado. La radicalización de las demandas de Bolivia respecto a Brasil, han conducido a tensiones entre Petrobrás y el Estado y dentro de la propia Petrobrás llegándose a cuestionar la decisión de importación desde Bolivia y el propio desarrollo del mercado de gas en Brasil, en particular desde sectores allegados a Eletrobras. Si bien esta vieja cuestión parecía haber sido

²⁰ CBC News, nota de Mery Vaca, Bolivia: gas al límite Sábado, 26 de mayo de 2007 - 00:26 GMT.

dejada a un lado a fines de la década pasada, en 2006 volvió a ser puesta en la escena política interna (Seminario USP, 2006).²¹

Así, en su Plan Estratégico 2020 y Plan de negocios 2008-2012 ²² Petrobrás, da señales muy claras de que no prevé, al menos a corto plazo, incrementar sus compras de gas a Bolivia por encima de los 30 millones de metros cúbicos día, cifra equivalente a la utilización a pleno del gasoducto Gasbol que opera Transredes.

Como se ve en el cuadro 6, para un incremento de la demanda diaria de 153%, sólo un 9.9% provendría del gas Boliviano, mientras que el desarrollo de las propias reservas y el GNL (que podría ser propio o no) aportaría 52 y 38% respectivamente.

CUADRO 6
ESTRUCTURA DE ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA 2006-2012 PREVISTA POR PETROBRÁS-
PLAN ESTRATÉGICO 2020

Fuentes de abastecimiento	Oferta 2006 %	Oferta 2012 %	Incremento 2006-2012 %
Bolivia	41,5	22,4	9,9
Exploración y Producción	58,5	54,4	51,7
GNL	0,0	23,2	38,4
Total	100,0	100,0	100,0
Base cantidades 2006=100	100,0	252,8	152,8

Fuente: Elaboración propia con datos de BP Statistical Review 2007 y Plano Estratégico Petrobrás 2020, Plano de Negocios 2008-2012, Río de Janeiro, 2007.

Una posibilidad sugerida, ha sido que la negociación de una vía de salida al mar con Chile, podría significar una oportunidad histórica para ambos países de beneficiarse mutuamente, tema cuyo tratamiento en curso, por primera vez, pudiera tener una viabilidad política.²³ Sin embargo, la inestabilidad de Bolivia y la fragmentación social – además de la territorial sugerida por algunos sectores -no hacen sino empeorar el panorama de éste país.

Por otra parte, la principal obra que podría abastecer a Argentina (liberando la presión de un mercado con exceso de demanda respecto a su oferta restringida, con otro que requiere desarrollar el gas para mejorar su economía), se halla en un estado de retraso considerable y con cuestionamientos por los aparentes sobrecostos de otras obras de expansión de gasoductos en Argentina, las que se hallan siendo investigadas por la justicia como casos de corrupción. Efectivamente, el gasoducto del NEA, con una capacidad inicial de 20 millones de metros cúbicos día ampliable a treinta MMm³/día, según el Plan Nacional Energético 2004-2008 de Argentina debía de haber estado en construcción entre 2006 y 2007, siendo que a la fecha (septiembre de 2007) se está en una fase de recepción de ofertas de provisión de tuberías.²⁴ Se estima que la primera entrega de la tubería será a fines de febrero de 2008 y se completará el 30 de junio de 2009, con lo cual el gasoducto comenzaría a operar hacia 2010. En cuanto a la

²¹ Evento sobre gas natural na USP, Conferência Internacional de Gás Natural 2006, Segundo Seminario Intenacional de Integraçao Energética Latino- Americana, Desenvolvimento Estrategico e Logística do Gás Natural, San Pablo, 31 de Agosto a 1 de Septiembre de 2006.

²² Cf. Plano Estratégico Petrobrás 2020, Plano de Negócios 2008-2012, Río de Janeiro, 2007..

²³ Cf. La Nación ,04/09/07 , Radar Internacional, Una integración energética posible por Raúl Ochoa.

²⁴ Cf. República Argentina , Presidencia de la Nación, Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Secretaría de Energía, Plan Energético Nacional (2004 – 2008), Buenos Aires mayo de 2004.

compraventa de gas natural, se acordaron 27,7 millones de metros cúbicos por día (MCD), según contrato suscrito el 19 de octubre de 2006 entre YFPB y la empresa argentina Enarsa.

El cronograma de acciones fue definido el 6 de marzo del 2007 en la Carta de Entendimiento suscrita entre ambos gobiernos, definiendo dicho cronograma para llevar adelante los proyectos, estableciendo reuniones técnicas para tratar tanto el GNA como la planta de extracción de licuables. El 27 de marzo de 2007, en Santa Cruz los dos gobiernos dieron inicio a las acciones para materializar el Gasoducto del Noreste Argentino o GNA y la planta de licuables.

Este retraso y las dificultades de obtener fondos para emprender las inversiones, llaman poderosamente la atención y señalan las dificultades regionales para operativizar en tiempo real los acuerdos políticos. La renta petrolera captada por el Estado Nacional fue del orden de los 5200 a 5700 miles de millones de dólares al año (cifras de 2005 y 2006) y la del sector privado del orden de los 3500 a 4000²⁵ miles de millones de dólares al año. A pesar de ello, el GNA, obra de vital interés para la Argentina, Bolivia y Chile, llevaría casi tres años de demora lo que pone en una situación crítica el abastecimiento de corto plazo, en particular considerando el contexto de demanda creciente y las eventualidades climáticas que varían los niveles de la demanda.

El comentario realizado es de importancia si se considera la estrategia de Brasil de lograr no sólo una mayor porción de autoabastecimiento a mediano plazo, sino tras haber declarado su intención de convertirse en exportador neto para lo cual se posiciona favorablemente en tanto ha de destinar 65.2 miles de millones de dólares entre 2008 y 2012 a tareas de exploración y desarrollo de petróleo y gas en Brasil y en el exterior (compárese con los 18 mil millones de dólares prometidos por PDVSA para desarrollar el gas en los próximos cinco años, a pesar de obtener ingresos petroleros de más de 50 mil millones de dólares al año).²⁶ Si bien ello está previsto principalmente con inversiones localizadas en Brasil, ciertamente una parte será también en el exterior, pero Bolivia no sería posiblemente un destinatario de dichas inversiones, del peso que se pensaba tan solo unos años atrás. Ello sin duda forma parte de metas corporativas de Petrobras que incluyen una visión de liderazgo a largo plazo en varias áreas simultáneas, no menores entre ellas: los desarrollos tecnológicos propios, los mercados de GNL y el liderazgo de una integración que puede siquiera excluya la construcción del gasoducto Venezuela-Brasil en el nordeste si es que se desarrollan las reservas de Venezuela como previsto.

Pero además de la problemática de las diversas visiones que se tienen en Bolivia respecto al papel que pudiera jugar el gas como instrumento de desarrollo e industrialización, ciertamente a los problemas de inversión ya mencionados, pareciera sumarse actualmente otro relacionado con la incertidumbre respecto a las reservas recuperables de gas. Según se ha informado públicamente, en el pozo Margarita X-4, en circunstancias en que producía gas natural y condensado apareció agua. Sin embargo, no se lograron informaciones precisas y detalladas de si la situación es o no controlable. Las reservas estimadas de Margarita, de alrededor de 369 miles de MMm³ (13 TCF), podrían verse gravemente afectadas e incluso se especula que podrían descender hasta en un 50 por ciento.²⁷

A pesar de este cuadro de situación, desde el punto de vista de las autoridades, las inversiones para asegurar el suministro estarían en marcha. No obstante la suma de 587.8 millones de dólares parece distar de las cifras antes mencionadas, necesarias para complementar

²⁵ Si se consideran los incrementos de renta de 2006 respecto a 2002 se tiene que esta fue 3500 millones de dólares superior para el Estado Nacional pero también para el sector privado en alrededor de 2000 a 2500 millones respecto a la media obtenida durante el período de vigencia de la convertibilidad y de más de 1500 respecto a 2002.

²⁶ Cf. El Universal, 16/09/07. Nota: Chávez: Invertiremos 18.000 millones de dólares para elevar producción de gas, donde textualmente se expresa: Caracas.- El presidente venezolano, Hugo Chávez, anunció hoy que su gobierno invertirá "18.000 millones de dólares" en los próximos cinco años en un plan para elevar la producción de gas de los actuales "7.000 millones de pies cúbicos diarios hasta los 11.000 millones de pies cúbicos diarios".

²⁷ Cf. El Diario (Bolivia), 14/09/07. Nota: Incertidumbre por cantidad de reservas hidrocarbúricas

los requerimientos de la demanda comprometida sin contar lo que se requeriría para ampliar el comercio con Argentina en 20 MMm³/día según el acuerdo de suministro ya firmado el año pasado.²⁸

Por consiguiente las perspectivas de abastecimiento futuro de gas desde Bolivia parecen hallarse en la región, al menos a la fecha de este documento, más orientadas al comercio con Argentina y eventualmente con Chile, que con una gran ampliación del abastecimiento a Brasil.

Sin embargo, las incertidumbres que dominan hoy el panorama energético, sumado al gran dinamismo de las variables en juego y los cambios en las decisiones estratégicas de los actores, podrían modificar esta perspectiva.

²⁸ Cf. Fuente: Periódico BAE. Nota: Bolivia ratificó el normal suministro de gas al país, Buenos Aires, 17/09/07

IV. El mercado de GNL en América del Sur: perspectiva desde los potenciales exportadores e importadores.

A. Aspectos generales y panorama mundial

Las perspectivas de desarrollo del mercado de GNL a escala mundial prevén pasar de un consumo de 157mT/año en 2006 a 488 miles de toneladas al año en 2020 (Petroleum Economist, marzo 2007, p.25). Hacia el año 2025 se proyecta una participación del GNL del 25% del mercado de gas, debido principalmente al crecimiento de su consumo en los Estados Unidos y Europa, y por la incorporación de China e India al mercado. Aunque las modalidades de un comercio spot constituyen hoy una pequeña porción de las transacciones de GNL, se piensa que a mediano y largo plazo cobrará una mayor importancia. No obstante, la posibilidad de llegar a un mercado unificado de GNL a escala global se ve como remota (Petroleum Economist, marzo 2007, p.25; AIE, 2007).²⁹

Como se puede observar en el cuadro 7, la capacidad de las plantas de regasificación a nivel mundial excede la capacidad de oferta. Sin embargo varios proyectos de importancia se hallan en desarrollo y previstos.

²⁹ AIE, Natural Gas Market Review 2007, IEA, OECD, Paris, 2007.

CUADRO 7
CAPACIDAD INSTALADA DE OFERTA Y DEMANDA DE GNL A 2007

Plantas de Licuefacción	Número de Trenes	Capacidad Instalada en 2003 (MMm ³ /día)	Capacidad en construcción para 2007 (MMm ³ /día)	Capacidad estimada actual (MMm ³ /día)	Capacidad estimada actual (%)
África	26	125	77	202	28
Asia Pacífico	27	238	42	280	38
Medio Oriente	10	105	48	153	21
Europa			34	34	5
Trinidad /EEUU	5	43	20	63	9
Capacidad de Liquefacción	68	511	221	732	100
Terminales de Regasificación	46	1173	133	1306	

Fuente: estimaciones propias en base a datos de Infrastructure Journal's IJ Research, 2007; IEA, Natural Gas Market Review 2007 y fuentes varias.

Así, según Infrastructure Journal's IJ Research, que presenta los proyectos en curso y previstos con una actualización semestral, en su última versión estima que entre 2007 y 2010 se realizarán quince proyectos de liquefacción con una capacidad total de 145.6 MMMm³/año (398 MMm³/día) e inversiones por más de 41500 millones de dólares. La magnitud de la inversión varía tratándose de desarrollos nuevos y ampliación de plantas existentes, características del proyecto y localización.

El cuadro 8, muestra una recopilación de los principales proyectos de licuefacción a escala mundial.

CUADRO 8
PROYECTOS DE LICUEFACCIÓN DE GAS 2007-2010

Proyecto	Capacidad en MMMm ³ año	Inversión estimada (millones de U\$s)
Iran, Assalayeh y Bandar Tombak 2009 en adelante	52,6	5 700
Rusia (Sakhalim II, 2007)	13	12 000
Oman Qualhat	4,5	688
Venezuela Mariscal Sucre	6,5	2 700
Perú, (Camisea, Hunt Oil)	6,1	3 200
Australia, Great Sunrise	7,3	2 800
Australia, Karatha	5,8	1 600
Australia, Darwin	5	1 100
Australia, Gorgon	13,8	11 000
Brunei	5,5	sd
Indonesia, Badak, ampliación	4,8	800
Indonesia, Tangguh	11	sd
Indonesia, Donggi	9,7	
Total	145,6	41 588

Fuente: elaboración propia con datos de Infrastructure Journal's IJ Research, 2007 y estimaciones propias.

Como se puede ver, los proyectos de Irán, seguidos por los de Australia lideran la oferta incremental esperada. La región presenta dos proyectos importantes, cuales son: Camisea en Perú y Gran Mariscal Sucre en Venezuela, que en conjunto darían cuenta de aproximadamente el 8% de la nueva oferta de GNL.

En términos generales, por consiguiente, se espera una creciente integración de los consumidores a las terminales de regasificación, a fin de obtener mayor flexibilidad en el suministro de GNL, con contratos más cortos. Varios países, incluyendo algunos de América Latina, procuran instalar terminales de regasificación a fin de diversificar las fuentes de suministro.

El cuadro 9, muestra los principales proyectos de plantas de regasificación a escala mundial. Sin embargo, el listado no incluye los proyectos recientes de Chile, Brasil, Argentina y Uruguay, cuyas características y estadios de avance se describirán más adelante.

Del cuadro 9 se desprende la importancia de las distintas regiones en el futuro comercio de GNL. Así, Asia y los EEUU participarían cada uno con 25% de la capacidad incremental de plantas de regasificación, Europa con alrededor del 40% y el 10% restante correspondería a México, República Dominicana y otros proyectos menores. Sin embargo se piensa que las plantas de México (7% del total de capacidad incremental de los proyectos de regasificación) tendrían como destino también a los mercados de los EEUU.

Por lo tanto, del lado de la oferta se espera una diversificación en el portafolio de producción y clientes y una continuación de la tendencia a la reducción de costos por el desarrollo de la tecnología en cada una de las etapas de la cadena del GNL.

En cuanto a las características del comercio GNL, vale decir que hasta hace poco el mercado de GNL a corto plazo prácticamente no existía. Las plantas de GNL no se construían hasta que no se firmaban los contratos para la venta de su capacidad total. Recientemente, algunos proyectos han arrancado sin tener la totalidad de su capacidad vendida. La existencia de capacidad ociosa y la mayor flexibilidad de los contratos debería llevar a un incremento de las transacciones de corto plazo (esto incluye todos los cargamentos con contratos de plazo menor a un año, así como también los cargamentos individuales de GNL).

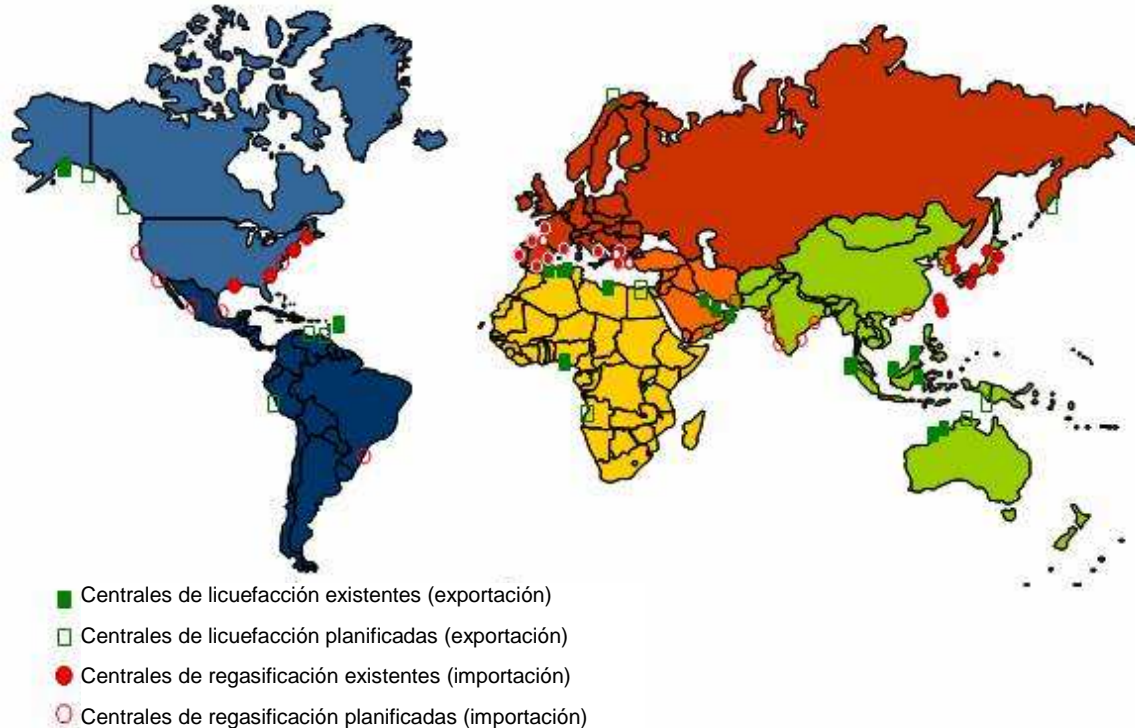
Actualmente sólo Trinidad & Tobago es exportador de GNL. Los países con potencialidad de exportar en la región, y que tienen proyectos de Liquefacción y evacuación a puertos son: Perú y Venezuela. Es posible que, a mediano y largo plazo, Brasil se integre como exportador de GNL, en particular por su participación en áreas con potencialidad y aptas para el desarrollo de comercio GNL. Como se ha dicho en las secciones anteriores, la crisis del modelo de integración bilateral como son los casos Argentina-Chile y Bolivia-Brasil, ha conducido a visualizar al GNL como una opción de suministro para continuar desarrollando mercados de gas. Por consiguiente varios de estos países están desarrollando proyectos de plantas de regasificación. El estado de cada uno de estos proyectos y su historia se describirá en las siguientes secciones.

CUADRO 9
PRINCIPALES PROYECTOS DE PLANTAS DE REGASIFICACIÓN PREVISTOS A ESCALA MUNDIAL

Proyecto o Planta existente	MMMm ³ año	Inversión prevista (millones de dólares)	MMm ³ día	Costo en millones u\$s por MMm ³ / día de capacidad
Indonesia (Badak GNL, 1977-2007, ampliación)	36	800	99	8
EEUU 2008	26,9	822	74	11
Reino Unido (Varios, 2007, 2008-2009)	20,4	1 100	56	19,7
Reino Unido (Anglesey, 2009)	20	350	55	6,4
EEUU 2007	15,5	700	42	16
EEUU 2009 a	15,5	500	42	12
Reino Unido (Isle of Grain, 2006-2008)	14,5	950	40	23,9
España (Cartagena, ampliación 2005-2006 y existente 1989)	10,5	890	29	30,9
México (costa Azul, 2008)	10,2	600	28	21
EEUU 2009 b	10,2	600	28	21
EEUU 2009 c	10,2	600	28	21
EEUU 2009 d	9,6	600	26	23
China (Guangdong, 2006)	8,7	880	24	37
México (Port altamira, 2006)	8,3	370	23	16
Francia (Fos II, 2006)	8,2	430	23	19,0
Italia, (Isola di Porto Livante, 2007)	8	1 000	22	45,6
Italia, (Brindisi, 2008)	8	480	22	21,9
Italia, (Siracusa, Sicilia, 2010)	8	520	22	23,7
China (Fugiang, 2006)	7,2	820	20	42
México (off-shore Tijuana, 2008)	7,1	650	19	33
India (Dahej, 2003)	6,9	600	19	32
España (Sagunto, 2006)	6,6	440	18	24,3
Reino Unido (Dragon, 2007)	6	350	16	21,3
México (Lázaro Cárdenas, 2009)	6	500	16	30
Bélgica (Zeebrugge, 1987, ampliación 2007)	4,5	215	12	17,4
China (Ningbo, 2008)	4,1	520	11	46
China (Quingdao, 2008)	4,1	550	11	49
China (Shangai, 2008)	4,1	570	11	51
Italia, (Vada, LNG, 2008)	4,1	250	11	22,3
Portugal (Sines, 2003)	4,1	263	11	23,4
España (Bilbao, 2003)	4	410	11	37,4
España (El Ferrol, 2006)	4	200	11	18,3
India (Kochi, 2009)	3,6	460	10	47
India (Hazira, 2005)	3,5	600	10	63
India (Dabhol, 2006)	3,1	230	8	27
Italia, (Livorno, off shore, 2008)	2,7	350	7	47,3
Indonesia (Cikgon, 2008)	2,7	300	7	41
Dominicana	2,7	340	7	46
Corea del Sur (Kwangyang, 2005)	2,3	440	6	70
Total	342	21 250	937	23

Fuente: elaboración propia con datos de Infrastructure Journal's IJ Research, 2007.

MAPA 11
LOCALIZACIÓN DE PLANTAS DE LICUEFACCIÓN Y REGASIFICACIÓN,
ACTUALES Y PROYECTADAS



Fuente: Freyre y asociados, Buenos Aires, 2007.

Nota: no incluye los proyectos de Chile, que son tratados mas adelante en esta sección.

B. Los proyectos en América del Sur

1. Los proyectos de oferta de GNL: licuefacción y transporte a terminal portuaria

a) Proyecto de planta de licuefacción (LNG) en Perú

i) Introducción

El proyecto PERÚ LNG consiste en el desarrollo, construcción y operación de una planta de gas natural licuado (GNL), de una terminal marina de carga y de un oleoducto de gas natural. El mismo transformará el gas natural comprado de los lotes 56 y 88 en los yacimientos de gas de Camisea y lo venderá a Repsol Comercializadora de Gas S.A. (Repsol CG) para exportarlo de Perú a los mercados en México y posiblemente también a Chile y los Estados Unidos para su regasificación.

Este Proyecto es un elemento estratégico clave del plan energético global del Perú de explotar sus extensas reservas de gas en los yacimientos petrolíferos de Camisea exportándolos a otros países. El Proyecto “monetizará” los recursos de gas natural excedentes de la demanda peruana, proporcionando al país un recurso de exportación sostenible.

Perú LNG generará aproximadamente 800 millones de dólares anuales en exportaciones.

El Proyecto atraerá grandes montos de inversión extranjera directa a Perú. Con un costo total aproximado de 3.200 millones de dólares, incluyendo costos de financiamiento. De este modo representaría la mayor inversión extranjera directa hecha en el país. Aproximadamente 30% de esta cantidad será invertida localmente.

Asimismo, y como resultado del Proyecto, el gobierno peruano recibirá un promedio de 200 millones de dólares anuales en regalías y 150 millones de dólares en impuestos adicionales durante los primeros 20 años.

Los cálculos realizados hacia 2005 indicaban que todo el Proyecto rindiera 4.800 millones de dólares en términos de valor actual neto en beneficios económicos acumulados, monto equivalente al 6% del PIB de Perú en 2005.

Se propone que el GNL comprado por Repsol CG sea transportado a México y posiblemente a otros países, incluyendo Chile; así, el Proyecto también contribuirá a un mayor abastecimiento de gas y diversificación de la matriz energética en otros países de la región.

ii) Descripción del proyecto

La planta de GNL contará con un tren de procesamiento con una capacidad nominal de 4.4 millones de toneladas métricas por año y las respectivas instalaciones de carga (la “Planta”); un gasoducto de 408 kilómetros de extensión y 32 pulgadas de diámetro conectará la Planta de GNL con el gasoducto existente de Transportadora de Gas del Perú (TGP).

La tecnología de la Planta utilizará el proceso de refrigeración por mezcla de fluidos refrigerantes y pre-enfriamiento con propano de Air Products and Chemicals, Inc. Las unidades de esta novedosa planta incluirían las siguientes áreas de proceso:

Recepción del gas de alimentación, separación de líquidos, medición del gas y reducción de presión;

- Remoción de gas ácido (Dióxido de Carbono);
- Unidades de deshidratación del gas y adsorción de carbono;
- Refrigeración y licuefacción;
- Almacenamiento de GNL; y
- Almacenamiento de refrigerante.

Las principales unidades de proceso de la planta en el sitio del Proyecto estarán ubicadas a una elevación de 135 metros sobre el nivel medio del mar. La planta de GNL será capaz de producir, en promedio, lo equivalente a 218 TBtu (Trillion British thermal units) anuales de GNL disponible para envío. Esto supone un volumen diario de gas de alimentación de 620 mcmfd (million cubic feet per day o millones de pies cúbicos por día, equivalentes a 17 MMm³/día) de los lotes 56 y 88.

El sistema de procesamiento y licuefacción de gas del Proyecto será más simple que en la mayoría de proyectos de GNL. La Planta GNL estará ubicada en Pampa Melchorita en la costa del Pacífico cerca de San Vicente de Cañete, a 169 kilómetros al sur de la ciudad de Lima. El gas natural para el Proyecto provendrá de los yacimientos de gas de Camisea gas, localizados a 431 kilómetros al este de Lima en el Departamento de Cusco, mediante dos acuerdos de venta separados (GSA, por siglas en inglés) con los lotes 56 y 88.

El lote 88, que está produciendo desde Agosto de 2004, fue desarrollado por un consorcio de explotación formado por la Compañía Hunt Oil de Perú, la Corporación SK, la Corporación Pluspetrol Perú (Pluspetrol), Tecpetrol del Perú (Tecpetrol), la Corporación Sonatrach Perú

(Sonatrach) y Repsol Exploración Perú (todos en su conjunto el “Upstream”). El “Upstream” está actualmente desarrollando el lote 56 que se encuentra adjunto al lote 88. El gas natural producido por ambos lotes será transportado a través de la selva tropical mediante el gasoducto de TGP y después a través del gasoducto a la Planta de GNL.

La producción de la Planta de GNL se venderá a Repsol CG bajo un Acuerdo de Compra y Venta de GNL (SPA) de 18 años. Se propone que el GNL sea exportado a la costa oeste de México. El SPA, sin embargo, permite una flexibilidad de entrega, permitiendo a Repsol CG vender el GNL a otros mercados potenciales (por ej.: Chile y/o la costa oeste de los Estados Unidos).

Se anticipa que la operación comercial se inicie en el primer trimestre de 2010. La Compañía Hunt Oil, a través de una subsidiaria, será el operador del Proyecto.

El gas de los lotes 56 y 88 será transportado primero a través de un tramo de 211 km del gasoducto de TGP ya existente que corre desde la planta de separación de Las Malvinas cerca de los yacimientos a través de la selva tropical, y luego a través del gasoducto de PLNG hasta la Planta.

Al respecto cabe decir que se han evaluado diferentes rutas para el gasoducto de PLNG. La ruta elegida fue evaluada en detalle en toda su extensión y sigue paralela al gasoducto de TGP, desde el kilómetro 211 hasta el área de Pisco y a lo largo de la costa hasta Pampa Melchorita. Desde Las Malvinas hasta el kilómetro 211 (porción de la selva tropical) PLNG utilizará el gasoducto actual de TGP, el cual fue diseñado y construido inicialmente con un ducto de 32 pulgadas para evitar tener que volver a zonas sensibles en la selva tropical para realizar cualquier ampliación prevista; el resto del gasoducto del TGP es un tubo de 24 pulgadas suficiente sólo para el mercado interno, por ello la construcción del gasoducto de PLNG tendrá lugar solamente en las áreas menos sensibles de la sierra y de la costa.

b) Proyecto de planta de licuefacción en Venezuela: Proyecto Gran Mariscal Sucre

Como fuera tratado en el punto 3.2.4.2, el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA), se proyecta como el nuevo polo de desarrollo industrial de Venezuela, ubicado en la península de Paria, cercano a la población de Güiria, estado Sucre, en el nororiente venezolano, con una extensión de 6 mil 300 hectáreas en tierra firme y 11 mil hectáreas mar adentro.

Para finales del 2010 se estima que esté lista la Planta de Gas Natural Licuado (GNL) que estará ubicada en el CIGMA y tendrá acceso abierto a todos los productores, bajo la responsabilidad de PDVSA.

En su presentación pública, Oportunidades y Retos Costa Afuera, PDVSA prevé la producción de unos 600 MMPCD a fines de 2008 de los yacimientos costa afuera de la plataforma Deltana, y unos 1200 MMPCD (34 millones de m³/día) en 2011, cuando estaría construido el primer tren de licuefacción planificado para fines de 2010. Dicho proyecto es de 6.5 millones de m³/año (17 MMm³/día), lo que implica un excedente de la producción costa afuera prevista, que sería transportado por diversos gasoductos con fines de uso en el mercado interno.

Sin embargo, el estado actual de los desarrollos es incipiente, consistiendo en certificación de reservas, permisos en trámite, selección de tecnología y definiciones respecto a las reglas de participación. Por otra parte en sus Planes Estratégicos Desarrollos de Gas, PDVSA, plantea una inversión de 16780 millones de dólares para 2006-2012 (unos 2400 MMu\$/año) y esboza grandes proyectos de integración a través de los denominados anillos energéticos del Caribe (con base en el gasoducto Colombia-Venezuela-Panamá) y del Cono Sur (con base en el denominado Gasoducto del Sur, cuyo trazado difiere del presentado en el mapa 6 de este documento, ver mapa 12).

Por todo lo expuesto en los puntos anteriores, existe una gran incertidumbre respecto al desarrollo en las fechas previstas, del proyecto CIGMA, pero también respecto a la magnitud de los desarrollos futuros y las modalidades que adoptará el comercio de gas desde y con Venezuela sea vía GNL, vía gasoductos o una combinación de ambos. En tal sentido no sólo se halla la cuestión de la certidumbre respecto a la capacidad de financiamiento (lo que podría ser una cuestión menor en vista de la cuantiosa renta petrolera de Venezuela), sino respecto a la necesidad de contar con mayores avances específicos en las tareas de ejecución y también, cuestión no menor, de los acuerdos políticos entre Venezuela y Brasil. Ello en tanto como se dijo, también Brasil aspira a ser un exportador de envergadura en la región y su plan de inversiones es cuantioso.

2. Los proyectos de demanda de GNL: plantas de regasificación

a) Proyectos de plantas de regasificación en Chile

Por ser Chile el primer país de la región en iniciar la construcción de una planta de regasificación y enfrentar la entrada de un país latinoamericano en el mercado importador de GNL, este caso merece una particular atención. Para ello se describen las etapas y dificultades atravesadas a lo largo del proceso de contratación de la central Quinteros.

i) Planta central (Quinteros)

Antecedentes. Las restricciones impuestas a las importaciones de GN desde Argentina a partir de la crisis de abastecimiento de 2004 tuvieron serias repercusiones para la política energética de Chile. Además del incremento sostenido de las restricciones durante los períodos invernales de los años subsiguientes, el precio del GN argentino para el mercado chileno continuó aumentando hasta alcanzar los US\$ 6/MMBtu.

Las dificultades políticas y técnicas para obtener un suministro alternativo vía gasoducto desde Bolivia o Perú, condujeron de inmediato a las autoridades chilenas, a encargar hacia mayo de 2004, a la empresa estatal ENAP, el liderazgo del proyecto de importación de GNL.

Esta decisión fue respaldada por el sector privado, en tanto, que, en los últimos 8 años había realizado inversiones por 5 mil millones de dólares en relación con el suministro de gas natural. Los primeros estudios de viabilidad del proyecto consistieron en la contratación de asesores de prestigio internacional en la industria del GNL. Se contrataron 5 consultorías para abordar los aspectos técnicos, comerciales, financieros, legales y ambientales del proyecto.

En mayo de 2005, se publicó la Ley 20.018 que modificó la Ley Eléctrica, permitiendo una mayor amplitud de la banda para fijar el precio regulado y un aumento de tarifas que facilitara el traspaso de los costos del gas a las tarifas reguladas. Se formó así un grupo desarrollador denominado GNL Chile, liderado por ENAP e integrado por la distribuidora Metrogas S.A. y la empresa de electricidad Endesa Chile .

En septiembre de 2006 la Comisión Nacional de Energía (CNE), en respuesta a una solicitud de GNL Chile, validó el modelo de negocio acordado entre los promotores del proyecto. Esta ratificación del gobierno aseguró a los promotores la libertad para administrar la capacidad de la terminal y para adoptar un esquema tarifario que remunerara el esfuerzo y riesgo asumido por los iniciadores.

MAPA 12
LA VISIÓN DE PDVSA RESPECTO A LA POSIBLE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL



Fuente: PDVSA, Planes Estratégicos,
<http://www.pdvsa.com/interface.sp/database/fichero/doc/571/10.PDF>.

La construcción de la terminal de regasificación en Bahía Quintero para el suministro de GNL a Chile es actualmente el único proyecto en ejecución en la región. Chile espera contar con un suministro temprano en junio de 2009 (comienzo parcial de las operaciones) y alcanzar capacidad plena en abril de 2010 (operación plena). Se debe considerar así un aspecto muy importante que debería ser tomado en cuenta por aquellos países con posibles crisis de suministro y que deseen recurrir al GNL como opción de abasteciendo y esto es que, desde la decisión en mayo de 2004 hasta la finalización del proyecto habrán transcurrido entre 5 y 6 años, lo cual se considera un plazo ambicioso para la puesta en marcha de este tipo de proyectos.

De este modo, Chile será el primer consumidor de GNL ubicado en el hemisferio Sur.

Las fases del proyecto de GNL en Chile. Las fases del proyecto de la terminal de regasificación en Quintero cuya entrada en funcionamiento pleno está prevista para abril de 2010 han sido las siguientes:

- **Evaluación de la viabilidad del proyecto:** ello incluyó a) un análisis integrado de las opciones de suministro (Costa Atlántico: Argelia, Nigeria, Qatar, Libia y Trinidad & Tobago; la costa del Pacífico se haría con las mismas reservas que abastecen el mercado de Japón y Corea del Sur); b) tipo de suministro (contratación inflexible con entrega firme de GNL hasta un suministro interrumpible con mayor flexibilidad); c) flota (flota propia, arrendada, tamaño de barcos, factibilidad por la vía austral, órdenes de fabricación de barcos, compra de GNL que compite con proyecto, estacionalidad de consumo de clientes, renovación de contratos actuales, precios alternativos); d) planta de regasificación (ubicación y características, diseño de los estanques (impacto del tamaño de los barcos y sobrecapacidad necesaria), capacidad de almacenamiento); e) proceso de contratación (negociación, licitación); f) potenciales interesados (además de considerar las alternativas teóricas, se hizo un sondeo de los posibles interesados); g) suministro de GNL (Nigeria (Shell, BG, Total y ENI; Guinea Ecuatorial (BG); Medio Oriente (improbable por distancia); Brunei (Shell o Mitsubishi); Indonesia dependiendo de la renegociación de contratos vigentes; Malasia probables excedentes en los meses de abril a septiembre; Australia dependiendo de la finalización de contratos con Japón en 2009; Rusia Sakhalin competiría con la demanda de la costa Oeste de Estados Unidos; Qatar alternativa según proyectos Qatargas III, RasGas II; Perú Camisea, condicionado al suministro a Estados Unidos); h) transporte marítimo (Perú: 1 barco de 80.000 m³ y 38 viajes; Nigeria: 2 barcos de 160.000 m³ y 9 viajes cada uno; Australia: 3 barcos de 125.000 m³ y 8 viajes cada uno; Indonesia, Malasia, Brunei: 3 barcos de 140.000 m³ y 7 viajes cada uno); i) niveles de precios (incertidumbre componente FOB (commodity) y costos de transporte marítimo y regasificación que son más predecibles); j) Definición del Pool Agreement.

El proyecto puesto bajo el liderazgo de ENAP contó con el respaldo de empresas privadas cuyos intereses dependen de la provisión de GN. Por lo tanto era necesario constituir una demanda agregada (grupo de compradores) que diera viabilidad al proyecto. La terminal de regasificación tendría una capacidad para 10 MMm³/d y cada uno de los interesados tenía una expectativa de demanda no mayor a los 3 MMm³/d. El 7 de abril de 2005 ENAP, Endesa y Metrogas suscribieron un Acuerdo de Desarrollo que sentó las bases del Pool Agreement formalizado el 20 de junio de 2005. En el Pool Agreement las partes acordaron llevar adelante un proceso de licitación y se establecieron penalidades para la compañía que desistiera de participar del proyecto una vez recibida una oferta aceptable. Las principales cuestiones que debieron negociar los integrantes del Pool con relación al proceso de ejecución del proyecto fueron las siguientes: a) definición del proceso y de los plazos; b) elección de liderazgos y del esquema de negociación frente a los oferentes; c) riesgos y compromisos que asumiría cada parte; d) definición de las condiciones precedentes para proceder a la adjudicación del proyecto (permisos,

aprobaciones societarias, cierre financiero); diseño de la terminal de regasificación y aprobación de la tecnología; e) esquema de participación en la propiedad de la terminal y financiamiento; acuerdo respecto del contrato de suministro de GNL y de la oferta ganadora.

Los tres integrantes del pool (ENAP, Endesa, Metrogas) participan así en un tercio del volumen del GNL a importar (0,57 MTPA ó 2,2 MMm³/d cada uno) y de la capacidad de regasificación comprometida (0,83 MTPA ó 3,2 MMm³/d). De este modo, toda la capacidad de la planta está contratada (9,6 MMm³/d).

El proceso de licitación lanzado en junio de 2005 consistió en invitar a las empresas a presentar sus conceptos para el desarrollo del GNL en Chile. Se invitaron empresas internacionales y también locales para la planta de regasificación (Gasco, Copec, Oxiquim). En agosto de 2005 las empresas presentaron sus propuestas no vinculantes. Con estas presentaciones se elaboró una lista corta de participantes que pasaron a la segunda etapa de licitación, en la cual debían presentarse las ofertas de proyecto en firme.

Los participantes seleccionados para el suministro de GNL fueron Repsol, ConocoPhillips y British Petroleum. Para la terminal de regasificación, Suez/Oxiquim, Gasco/Ultramar y Copec. La propuesta de Suez/Oxiquim estaba referida a barcos de regasificación y no al sistema de estanques. Una sola empresa presentó una propuesta integrada de suministro de GNL y participación en la terminal de regasificación: British Gas. Tras la presentación de las ofertas vinculantes a fines de enero de 2006 (solamente presentaron ofertas Repsol, British Gas y Suez/Oxiquim), se seleccionó la oferta de negocio integrado presentada por British Gas, con quien se pasó a negociar en exclusividad.

La variable de adjudicación fue el suministro de GNL, en tanto la construcción de la terminal no resultaba un factor crítico. A través de su oferta, British Gas se comprometió a entregar el GNL que le fuera nominado -salvo fuerza mayor- sin necesidad de predeterminar su procedencia ni de sujetarse a un proyecto. La contratación sería DES, en tanto British Gas se ocuparía del transporte. También se comprometió a participar de la propiedad de la planta de regasificación.

Es decir, Chile no contrató un suministro punto a punto. Los proyectos de importación de GNL asociados a un proyecto de licuefacción específico están sujetos a un take or pay. En este caso se prefirió un precio más alto, pero con la flexibilidad que otorgaba el portfolio del oferente.

El proceso de licitación reveló escaso interés de los países proveedores. Se recibió una sola oferta integrada y sin condiciones precedentes. A pesar de los sondeos y apoyos políticos iniciales, actualmente se percibe una oferta restringida y un consumo saturado por los mercados de Europa y Asia. Los potenciales oferentes no ofrecían verdaderas garantías y en muchos casos las ofertas estuvieron condicionadas a la terminación de determinadas plantas en otros lugares del mundo. Por otro lado, la escala de consumo de Chile no justificaba la implementación de un nuevo proyecto de licuefacción.

Desde la adjudicación a British Gas en febrero de 2006 hasta la decisión final de inversión emitida en mayo de 2007, se negociaron los contratos y se definieron los detalles de ingeniería. Se constituyeron dos sociedades: (i) GNL Chile S.A. para la compra del GNL, constituida en un 33% por cada uno de los integrantes del pool; y (ii) GNL Quintero S.A. como propietaria de los activos de la terminal de regasificación, con una participación del 40% de British Gas y de 20% para cada uno de los integrantes del pool. La sociedad comercializadora está vinculada con la propietaria de la terminal mediante un contrato de regasificación. A su vez, la comercializadora negoció un contrato de compra DES (GNL y transporte) con British Gas y un contrato de venta con los integrantes del pool de compradores.

En cuanto al precio del contrato de suministro con British Gas, la negociación estuvo siempre referida al precio Henry Hub.

Las demás ofertas también tomaron como referencia el Henry Hub, con variaciones desde un componente totalmente variable hasta un componente fijo y otro variable (ej.: 0,95 HH ó 0,8 HH más 2). El contrato no tiene take or pay, los barcos deben pedirse con 7 meses de anticipación. Pueden cancelarse embarques, pero se aplica una multa que varía en función de la fecha de cancelación.

- Para junio de 2009 se prevé el comienzo parcial de las operaciones (4,8 MMm³/d). El fast-track consistió en realizar operaciones en el muelle, antes de la disponibilidad de los estanques. Cuando el barco llega, comienza a descargar a la tasa de consumo de 10 días. La operación en este período es más cara y menos flexible que con los estanques, cuando podrá descargarse el buque en sólo medio día. Esta opción equivale -en cuanto a plazos de disponibilidad- a la implementación de la modalidad de regasificación en barcos y fue preferida teniendo en cuenta las características de proyecto de largo plazo que representa la terminal de regasificación tradicional. En abril de 2010 estaría terminado el primer estanque (9,6 MMm³/d) y en junio del mismo año el proyecto completo (dos estanques). Cabe decir que la posibilidad de expansión es hasta 19 MMm³/d.

ii) Planta en Chile Norte (Mejillones)

El GNL Mejillones, iniciativa que impulsa la llegada del Gas Natural Licuado (GNL) como combustible para generar electricidad en el norte grande, se encontró con un inconveniente en el camino: la escasez del hidrocarburo a nivel mundial.

Las causas de este problema –dijeron concedores del proyecto– radican, en la falta de plantas de licuefacción y en la reorientación de algunos de los 13 países productores hacia su consumo interno, como en el caso de Indonesia.

Fuentes ligadas al proyecto indicaron que el tiempo que demanda la construcción de esta infraestructura no permite disponer en el mediano plazo de recursos gasíferos suficientes para satisfacer toda la demanda de gas natural para generación, en particular en el período 2009-2011 - justo el que pretende cubrir el GNL Mejillones-, dado que a partir de 2012 comenzarán a operar las centrales a carbón programadas en la zona por BHP Billiton, Suez y Norgener.

Esta situación internacional hace que Suez Energy, la encargada de abastecer de GNL al proyecto nortino, sólo podría traer unos 2,4 millones de metros cúbicos (m³) diarios durante la etapa fast track de la iniciativa, pero como mínimo se requiere de unos siete millones de m³ por jornada para operar a plena capacidad los 1.468 MW que las tres eléctricas tienen instalados en el SING en base a gas natural.

No obstante, los 2,4 millones de metros cúbicos importados por Suez alcanzarán, por ejemplo, para generar los 400 MW de la Unidad 16 de Electroandina -la única del SING sin capacidad para producir con diesel- y que necesita al menos dos millones de m³ para funcionar diariamente. Por su parte, sólo una de las cuatro turbinas de GasAtacama (780 MW) necesita 980 mil m³ del hidrocarburo por jornada, por lo que se presume el gas se dividirá en partes iguales. A pesar de esta estrechez de GNL al inicio del proyecto, éste serviría para aliviar la situación en el norte.

La versión fast track de la iniciativa en Mejillones, contempla construir un muelle que recibirá al barco regasificador para procesar el GNL. Luego este será enviado a las generadoras a través de los gasoductos Norandino y GasAtacama. El proyecto está valorado en unos US\$ 400 millones y hasta el momento no se ha tomado la decisión de empezar su construcción, dado que las mineras deberán suscribir primero su compromiso como consumidores.

iii) **Proyectos de plantas de regasificación en Brasil**

El objetivo de Brasil de reducir su dependencia del gas de Bolivia incluye la instalación de al menos dos centrales de regasificación. El proyecto es liderado por la petrolera estatal Petrobras y contempla la compraventa spot de GNL con destino al mercado brasileño a través de terminales flotantes ubicadas en Río de Janeiro y Ceará desde 2008, a fin de adicionar unos 20 MMm³/d de GN al sistema brasileño.

A principios de 2007, Petrobras firmó un memorando de entendimiento con Nigeria para la provisión de GNL. En mayo, una misión de ejecutivos de Petrobras viajó a Qatar, Trinidad y Tobago, y Argelia para visitar proyectos de GNL y buscar nuevos proveedores. Como resultado, Petrobras y la compañía argelina Sonatrech firmaron un principio de acuerdo para la venta de GNL.

La característica del proyecto brasileño es que Brasil no quiere contratar un suministro en firme, sino en forma interrumpible, según el despacho hidroeléctrico.

Además de los proyectos de Río de Janeiro y Ceará, se analiza la instalación de otras terminales de regasificación en Sao Luiz, Aratu, Suave, San Francisco y en la República Oriental del Uruguay.

Una iniciativa tomada por Brasil ha sido contratar GNL con Barcos Regasificadores. En abril de 2007 Golar LNG de Noruega ganó las dos licitaciones celebradas por Petrobras para la contratación de dos barcos para el suministro de GNL (el Golar Spirit y el Golar Winter). Los dos buques deben ser reacondicionados para prestar el servicio de regasificación a bordo. Los trabajos de acondicionamiento del Golar Spirit habían comenzado antes de que se supiera cuál sería el destino del barco, lo cual colocó a Golar en ventaja al momento de la licitación.

El suministro a través del Golar Spirit comenzará en el segundo trimestre de 2008 (14 MMm³/d) y el correspondiente al Golar Winter en el segundo trimestre de 2009 (7 MMm³/d). El contrato es por 10 años, con opción de Petrobras para extenderlo por 5 años más. El valor del contrato por el período inicial de 10 años es de aproximadamente 860 MMUS\$. Para la provisión del GNL, Petrobras firmó un memorando de entendimiento con Nigeria, con Sonatrech de Argelia y con el gobierno de Qatar. Se busca un suministro flexible para los meses de mayo a noviembre, aprovechando la “contraestacionalidad” con el hemisferio Norte.

iv) **Proyectos de plantas de regasificación para Argentina y Uruguay**

A mediados de marzo de 2007 Petrobras anunció la posible instalación de una terminal de regasificación de GNL en Uruguay, con una capacidad para producir 6 MMm³/d de gas natural. Esta iniciativa surgió por la necesidad de Petrobras de alimentar el sistema uruguayo de distribución de GN, pero -dada la falta de escala del mercado de ese país - se agregaría una demanda de unos 6,5 a 8,5 MMm³/día para enviar al mercado del Gran Buenos Aires y Litoral en la Argentina.

Al respecto, a mediados de 2007 las autoridades de Argentina y Uruguay han formado un grupo de trabajo binacional para la evaluación de la instalación de una planta de regasificación en Cerro Free Port (punta de Sayago), cerca de Montevideo, o -como segunda alternativa- en La Paloma. En el proyecto participarían Petrobras, UTE y ANCAP de Uruguay, y ENARSA de Argentina, además de inversores privados.

v) **Otros proyectos de plantas de regasificación en Centroamérica**

AES Corporation, subsidiaria de AES Andres, ha invertido u\$s 400 millones para construir una terminal de importación de GNL, una planta de regasificación y un gasoducto para alimentar una central de ciclo combinado de 300 MW en Santo Domingo. La BP suministra entre 50 y 90 MMPCD (1.4-2.5 MMm³/día) de GNL desde los mercados del Atlántico. En 2003 se recibió el primer embarque.

También AES propuso construir una planta de ciclo combinado de 750 MW (con provisión de GNL) en Puerto Cortés, a un costo proyectado de US\$ 650 millones. La planta supliría a Honduras, El Salvador y Guatemala. AES construiría una línea privada de transmisión desde Puerto Cortés a Nejapa en El Salvador. El costo proyectado de la energía sería de \$ 0.05/kWh. El proyecto recibió licencia ambiental, pero fue suspendido; entre otras razones, porque AES ganó sólo una de las dos licitaciones de compra de energía que hizo el gobierno de Honduras.

En El Salvador, Cutuco Energy tiene un proyecto integrado de generación de energía eléctrica e importación de gas natural. Construiría una central térmica de 500 MW a gas natural (GNL) en el puerto La Unión. En la primera etapa (incluye construcción de tanques de almacenamiento, planta regasificadora y planta desanilizadora para suministro de agua potable) se invertirían US\$ 600 MM y en una segunda etapa US\$ 400 MM para la construcción de un gasoducto. La planta recibiría un buque Panamax estándar por mes con capacidad de transporte de 135.000 m³ de gas, traídos desde yacimientos de Sudamérica. Está en trámite la licencia ambiental y el arrendamiento del terreno. Las obras comenzarían en septiembre 2007 (según anuncio 22 feb 07).

Por otra parte el Banco Interamericano de Desarrollo BID, se halla analizando alternativas de integración en Centroamérica. El análisis comprende diversas opciones con gasoductos que unirían Panamá con Costa Rica; Nicaragua con Honduras, El Salvador y Guatemala.

En todos los casos el suministro provendría de GNL, salvo que se construyera el Gasoducto Colombia-Venezuela-Panamá, en cuyo caso al menos una parte del suministro podría provenir de los yacimientos de Venezuela, en particular si se conectan las reservas de Oriente, con Occidente y los desarrollos permitieran saldos exportables de magnitud.

V. Conclusiones

El proceso de integración que comenzó mediante convenios bilaterales, como el de Bolivia-Argentina, Argentina-Chile, Brasil y Uruguay y, Bolivia-Brasil, cobró un gran impulso durante los noventa. Puede ser afirmado que este impulso provino básicamente del interés de los actores privados y públicos en obtener las ventajas de una rápida monetización de reservas en un contexto donde los precios internacionales eran bajos y no se vislumbraba la posibilidad de un escenario como el que comenzó en 2003. Por otra parte, para los países importadores, la opción aparecía como inmejorable en tanto la disponibilidad de gas barato era una forma no sólo de diversificar las distintas matrices energéticas nacionales, sino también emprender la expansión eléctrica en base a ciclos combinados de alta eficiencia, reduciendo los costos de inversión e induciendo a expandir la oferta con inversiones privadas.

Los cambios políticos en la región ocurridos durante fines de los noventa y la presente década, el nuevo escenario de precios internacionales, la irrupción de Venezuela como actor con miras a promover una integración más amplia y robusta precisamente en un momento favorable a su economía a causa de dicho escenario, la escasez de gas provocada por las restricciones de oferta en Argentina y la renegociación de precios con Bolivia tras los cambios institucionales de 2006, modificaron la visión de la integración en América del Sur. Dicha modificación en la visión obedece prácticamente a dos modos opuestos de percibir la realidad, o bien, del discurso acerca de la misma. Por una parte la emergencia de los megaproyectos de integración por gasoductos liderada por Venezuela y, por otra, la tendencia a la búsqueda de soluciones

nacionales bien sea a través de proyectos de importación de GNL, bien por medio de la profundización de las actividades de desarrollo de reservas propias con miras a lograr una mayor autonomía como forma obtener “seguridad de abastecimiento”. Pero esta visión en apariencia bipolar, no puede dejar de ignorar que tanto Venezuela como Brasil parecen buscar una posición favorable en el mercado de GNL, convirtiéndose posiblemente en los grandes abastecedores de la región en el largo plazo sea por gasoductos, sea por medio de GNL o una combinación de ambas modalidades.

Los actuales proyectos de demanda de GNL, involucran a actores regionales internacionales y a otros actores internacionales, pero con una provisión de GNL que en su gran parte no provendrá de la región en el corto y mediano plazo, tal como lo revelan los casos de Chile y Brasil.

Del lado de la oferta, es posible que parte de la oferta de Camisea en Perú se destine al mercado chileno, pero la meta es el mercado de los EEUU. En el caso de Venezuela, el destino también será primordialmente el mercado estadounidense.

La experiencia del caso de Chile, muestra la complejidad de lograr implementar un sistema parcialmente abastecido por GNL y los plazos requeridos. Cualquier demanda regional será marginal respecto a los grandes proyectos en los EEUU, Europa y Asia. Los precios que regirán tal mercado serán con gran probabilidad de ocurrencia los del Henry Hub. Dichos precios, como se ha visto, son los más elevados de todo el vasto mercado de GNL mundial actual y futuro. El impacto de estos precios de importación sobre las presiones de los productores por mejorar sus ingresos lejos de disminuir aumentarán, en tanto no toda la demanda podrá ser abastecida con GNL. Por lo tanto, si los precios internacionales del crudo se mantienen altos, es de esperar que el gas aumente en toda la región. Para los países como la Argentina, la internalización de estos precios constituirá un serio desafío. Brasil y Chile ya han sufrido en parte este influjo a partir de sus situaciones respectivas.

Por lo tanto el crecimiento del mercado de GNL en la región puede ser visto más como resultado de la tendencia a internacionalizar el comercio de gas fuera de la región, que como un refuerzo a la integración.

A su vez, esta última, dependerá en gran parte de las inversiones que se realicen en Bolivia y en Venezuela para lograr el desarrollo de reservas e infraestructura. Mientras que Venezuela teniendo abundantes recursos financieros para enfrentar el liderazgo inexplicablemente no ha iniciado las obras que den señales más claras y creíbles – comenzando por la propia interconexión de Oriente con el Occidente del país – Bolivia no cuenta con dichos recursos. Quizás una de las claves se halle en la nueva fuerza que está tomando Brasil en materia de desarrollo de gas. Su vasto plan de inversiones, si bien incluye inversiones en el exterior, parece destinado a lograr un grado elevado de autosuficiencia y, a más largo plazo, la obtención de excedentes exportables. Ellos podrán adoptar la vía GNL, con gas obtenido por Petrobrás en campos propios o de otros países y también el comercio por gasoductos. En todo caso las señales de precios son favorables y los proyectos GNL las mejoran. Los países que estén en condiciones de realizar con mayor prontitud sus emprendimientos sobre bases firmes, lideraran el proceso en la región.

Bibliografía

- AIE, Natural Gas Market Review 2007, IEA, OECD, Paris, 2007.
- British Petroleum, BP Statistical Review 2007
- CBC News, nota de Mery Vaca, Bolivia: gas al límite Sábado, 26 de mayo de 2007 - 00:26 GMT.
- CREG, Análisis de la situación de abastecimiento interno de gas natural en el corto, mediano y largo plazo. Documento para discusión, Creg-046, Bogotá, 28-06-2007.
- Di Sbroiavacca, N. (2007), Diagnóstico acerca de la disponibilidad de Gas Natural en Venezuela, Fundación Bariloche, Argentina, Agosto de 2007.
- EIA, www.eia.doe.gov/cabs/Venezuela/NaturalGas.html
- El Diario (Bolivia), 14/09/07. Nota: Incertidumbre por cantidad de reservas hidrocarburíferas, La Paz, 2007.
- El Universal, 16/09/07. Nota: Chávez: Invertiremos 18.000 millones de dólares para elevar producción de gas, Caracas, 2007.
- ENAGAS, www.enagas.gov.ve/publicaciones/publicaciones01_1.html
www.enagas.gov.ve/publicaciones/publicaciones01_6.html
- Infrastructure Journal's IJ Research, 2007, ijonline.com
- La Nación ,04/09/07, Radar Internacional, Una integración energética posible por Raúl Ochoa, Argentina 2007.
- Markous, R., Situación del mercado de transporte de gas-Proyecto GEA, The Techint Group of companies, Buenos Aires, 1-07-2004.
- Misterio de Justicia de la República Argentina, Convenio sobre arreglo de diferencias relativas a inversiones entre Estados y Nacionales de otros Estados, Caso CIADI N° ARB/01/3, ENRON CORP. y PONDEROSA ASSETS, L.P Actora, Vs. República Argentina, Demandada, Declaración de R. Kozulj, agosto de 2005.
- OLADE (2006), Prospectiva Energética de los Países del ConoSur; Prospectiva Energética de la Región Andina, Quito, Diciembre de 2006.
- PDVSA, www.pdvsa.com/interface.sp/database/fichero/doc/571/10.PDF

- PDVSA, Planes Estratégicos. <http://www.pdvsa.com/interface.sp/database/fichero/doc/571/10.PDF>
- Periódico BAE. Nota: Bolivia ratificó el normal suministro de gas al país, Buenos Aires, 17/09/07.
- Petrobrás, Plano Estratégico Petrobrás 2020, Plano de Negócios 2008-2012, Río de Janeiro, 2007.
- Petroleum Economist, Marzo 2007.
- República Argentina , Presidencia de la Nación, Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Secretaría de Energía, Plan Energético Nacional (2004 – 2008), Buenos Aires mayo de 2004.
- Rudnick, H.; Moreno, R.; Tapia, H. y Torres, C., Abastecimiento de Gas Natural, Pontificia Universidad Católica de Chile, departamento de Ingeniería Eléctrica, IEE3372 Mercados Eléctricos.
- UFRJ, IE-CEARE-Fundación Bariloche, Proyecto Integración Energética Sudamericana, Buenos Aires-Río de Janeiro, 2005.
- USGS, <http://pubs.usgs.gov/dds/dds-060/>
- USP, Evento sobre gás natural na USP, Conferência Internacional de Gás Natural 2006, Segundo Seminario Intenacional de Integraçao Energética Latino- Americana, Desenvolvimento Estrategico e Logística do Gás Natural, San Pablo, 31 de Agosto a 1 de Septiembre de 2006.



Serie

CEPAL

recursos naturales e infraestructura

Números Publicados:

El listado completo de esta colección, así como las versiones electrónicas en pdf están disponibles en nuestro sitio web: www.cepal.org/publicaciones

132. Situación y perspectivas del gas natural licuado en América del Sur, Roberto Kozulj, LC/L.2871-P, No. De venta S.08.II.G.14 (US\$ 10,00), 2008.
- 131.- Estudio comparativo de la gestión de los pasivos ambientales mineros en Bolivia, Chile, Perú y Estados Unidos, Angela Oblasser y Eduardo Chaparro A., LC/L.2869-P, No de venta S.08.II.G.13 (US\$ 10,00), 2008.
- 130.- El aporte del sector minero al desarrollo humano en Chile: el caso de la región de Antofagasta, Jeannette Lardé, Eduardo Chaparro y Cristian Parra, LC/L.2845-P, No de venta S.07.II.G.166 (US\$ 10,00), 2007.
129. Revisiting privatization, foreign investment, international arbitration, and water, Miguel Solanes and Andrei Jouravlev (LC/L.2827-P), Sales N° E.07.II.G.151 (US\$ 10,00), 2007.
128. La seguridad energética de América Latina y el Caribe en el contexto mundial, Ariela Ruiz Caro (LC/L.2828-P), N° de venta S.07.II.G.152 (US\$ 10,00), 2007.
127. Report on maritime transport and the environment for Latin America, Bart Boon (LC/L.2792-P), Sales N° E.07.II.G.126 (US\$ 10,00), 2007.
126. Servicios de agua potable y alcantarillado en la ciudad de Buenos Aires, Argentina: factores determinantes de la sustentabilidad y el desempeño, María Begoña Ordoqui Urcelay (LC/L. 2751-P), N° de venta S.07.II.G.88 (US\$ 10,00), 2007.
125. Buenas prácticas en la industria minera: el caso del Grupo Peñoles en México, Eduardo Chaparro (LC/L. 2745-P), No de venta S.07.II.G.81 (US\$ 10,00), mayo de 2007.
124. Infraestructura y servicios de transporte ferroviario vinculados a las vías de navegación fluvial en América del Sur, Gordon Wilmsmeier (LC/L.2737-P), No de venta S.07.II.G.75 (US\$ 10,00), mayo de 2007.
123. Servicios urbanos de agua potable y alcantarillado en Chile: factores determinantes del desempeño, Soledad Valenzuela y Andrei Jouravlev (LC/L.2727-P), No de venta S.07.II.G.65 (US\$ 10,00), abril de 2007.
122. Gestión mixta y privada en la industria de hidrocarburos, Humberto Campodónico (LC/L.2711-P), No de venta S.07.II.G.59 (US\$ 10,00), marzo de 2007.
121. La gestión de la industria de hidrocarburos con predominio del Estado, Humberto Campodónico. (LC/L.2688-P) No de venta S.07.II.G.39 (US\$ 10,00), marzo de 2007.
120. La agenda minera en Chile: revisión y perspectivas, Juan Carlos Guajardo B. (LC/L.2674-P) No de venta S.07.II.G.23 (US\$ 10,00), febrero de 2007.
119. Mercado de energías renovables y mercado del carbono en América Latina: Estado de situación y perspectivas, Lorenzo Eguren (LC/L.2672-P) No de venta S.07.II.G.22 (US\$ 10,00), febrero de 2007.
118. Sostenibilidad y seguridad de abastecimiento eléctrico: estudio de caso sobre Chile con posterioridad a la Ley 20.018, Pedro Maldonado, Benjamín Herrera (LC/L.2661-P) No de venta S.07.II.G.12 (US\$ 10,00), enero de 2007.
117. Efectos económicos de las nuevas medidas de protección marítima y portuaria, Martín Sgut (LC/L2615-P), No de venta S.06.II.G.140 (US\$ 10,00), septiembre de 2006.
116. Oportunidades de negocios para proveedores de bienes, insumos y servicios mineros en Chile, Guillermo Olivares y Armando Valenzuela. Retirada
115. Instrumentos para la toma de decisiones en políticas de seguridad vial en América Latina, José Ignacio Nazif, Diego Rojas, Ricardo J. Sánchez, Álvaro Velasco Espinosa, (LC/L.2591-P), No de venta S.06.II.G.XX (US\$ 10,00), agosto de 2006.
114. La importancia de la actividad minera en la economía y sociedad peruana, Miguel E. Santillana, (LC/L.2590-P), No de venta S.06.II.G.120 (US\$ 10,00), agosto de 2006.
113. Conectividad, ámbitos de impacto y desarrollo territorial: análisis de experiencias internacionales, Oscar Figueroa y Patricio Rozas (LC/L.2586-P), No de venta S.06.II.G.119 (US\$ 10,00), agosto de 2006.

112. Indicadores de productividad para la industria portuaria. Aplicación en América Latina y el Caribe, Octavio Doerr y Ricardo Sánchez, (LC/L.2578-P), No de venta S.06.II.G.108 (US\$ 10,00), julio de 2006.
111. Water governance for development and sustainability, Miguel Solanes y Andrei Jouravlev, (LC/L.2556-P), No de venta S.06.II.G.84 (US\$ 10,00), junio de 2006.
110. Hacia un desarrollo sustentable e integrado de la Amazonía, Pedro Bara Nieto, Ricardo J. Sánchez, Gordon Wilmsmeier (LC/L.2548-P), No de venta S.06.II.G.76 (US\$ 10,00), junio de 2006.
109. Minería y competitividad internacional en América Latina, Fernando Sánchez-Albavera y Jeannette Lardé, (LC/L.2532-P), No de venta S.06.II.G.59 (US\$ 10,00), junio de 2006.
108. Desarrollo urbano e inversiones en infraestructura: elementos para la toma de decisiones, Germán Correa y Patricio Rozas (LC/L.2522-P), No de venta S.06.II.G.49 (US\$ 10,00), mayo de 2006.
107. Los ejes centrales para el desarrollo de una minería sostenible, César Polo Robilliard (LC/L.2520-P), No de venta S.06.II.G.47 (US\$ 10,00), mayo de 2006.
106. La integración energética en América Latina y el Caribe, Ariela Ruiz-Caro (LC/L.2506-P), No de venta S.06.II.G.38 (US\$ 10,00), marzo de 2006.
105. Sociedad, mercado y minería. Una aproximación a la responsabilidad social corporativa, Eduardo Chaparro Ávila (LC/L.2435-P), No de venta S.05.II.G.181 (US\$ 10,00), diciembre del 2005.
104. Conectividad, ámbitos de impacto y desarrollo territorial: el caso de Chile, Oscar Figueroa y Patricio Rozas (LC/L.2418-P), No de venta S.05.II.G.165 (US\$ 10,00), diciembre del 2005.
103. Ciudades puerto en la economía globalizada: alcances teóricos de la arquitectura organizacional de los flujos portuarios, José Granda (LC/L.2407-P), No de venta S.05.II.G.154 (US\$ 10,00), noviembre del 2005.
102. La seguridad vial en la región de América Latina y el Caribe, situación actual y desafíos, Rosemarie Planzer (LC/L.2402-P), No de venta S.05.II.G.149 (US\$ 10,00), octubre del 2005.
101. Integrando economía, legislación y administración en la administración del agua, Andrei Jouravlev (LC/L.2389-P), No de venta S.05.II.G.132 (US\$ 10,00), octubre del 2005.
100. La volatilidad de los precios del petróleo y su impacto en América Latina Fernando Sánchez-Albavera y Alejandro Vargas, (LC/L.2389-P), No de venta S.05.II.G.132 (US\$ 10,00), septiembre del 2005.
99. Conceptos, instrumentos mecanismos y medio de fomento en la minería de carácter social en México, Esther Marchena León y Eduardo Chaparro (LC/L.2393-P), No de venta S.05.II.G.136 (US\$ 10,00), noviembre del 2005.
98. Las industrias extractivas y la aplicación de regalías a los productos mineros, César Polo Robilliard (LC/L.2392-P), No de venta S.05.II.G.135 (US\$ 10,00), octubre del 2005.
97. Bridging infrastructural gaps in Central America: prospects and potential for maritime transport, Ricardo Sánchez and Gordon Wilmsmeier (LC/L.2386-P), Sales No.: E.05.II.G.129, (US\$ 10,00), September, 2005.
96. Entidades de gestión del agua a nivel de cuenca: experiencia de Argentina, Víctor Pochat (LC/L.2375-P), No de venta S.05.II.G.120 (US\$ 10,00), septiembre del 2005.
95. Condiciones y características de operación de la industria minera en América Latina, durante el bienio 2004-2005, Eduardo Chaparro y Jeannette Lardé (LC/L.2371-P), No de venta S.05.II.G.113 (US\$ 10,00), septiembre del 2005.
94. Provisión de infraestructura de transporte en América Latina: experiencia reciente y problemas observados, Ricardo J. Sánchez y Gordon Wilmsmeier (LC/L.2360-P), No de venta S.05.II.G.86 (US\$ 10,00), agosto del 2005.
93. Privatización, reestructuración industrial y prácticas regulatorias en el sector telecomunicaciones, Patricio Rozas Balbontín (LC/L.2331-P), No de venta S.05.II.G.82 (US\$ 10,00), junio del 2005.

- El lector interesado en adquirir números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la Unidad de Distribución, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago, Chile, Fax (562) 210 2069, correo electrónico: publications@cepal.org.

Nombre:
Actividad:
Dirección:
Código postal, ciudad, país:
Tel.: Fax: E.mail: