

Abastecimiento de gas a Brasil

Gas Supply to Brazil

Por/By Daniel Ridelener y Pablo Finkelstein, Transportadora de Gas del Norte S.A.

Actualmente el Sur/Sudeste de Brasil, representado por los estados de Río Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Minas Gerais, Espírito Santo y Río de Janeiro, representa el 60% de la población total y genera más del 70% de su Producto Bruto Interno.

Por lo tanto, la potencialidad del mercado brasileño para el sector gasífero argentino, muestra la posibilidad de abastecer el Sur/Sudeste de ese país con gas natural argentino fundamentado en la existencia de reservas, la proximidad de mercado y una adecuada infraestructura de transporte. El trabajo técnico "Abastecimiento de Gas a Brasil" que hoy publicamos, analiza los potenciales clientes de gas natural, la proyección de la demanda Sur/Sudeste de Brasil, las diferentes alternativas de abastecimiento a esa zona y el abastecimiento de gas desde la Argentina. Este trabajo fue premiado en el 2º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad que tuvo lugar en Punta del Este, Uruguay, el pasado mes de marzo.

At present, the Southern/Southeastern region of Brazil, comprising the States of Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Parana, Sao Paulo, Minas Gerais, Espirito Santo and Rio de Janeiro, represents 60% of the total Brazilian population and generates above 70% of its GNP.

Therefore, the potential of the Brazilian market for the Argentine gas sector shows the possibility of supplying the region with natural gas produced in Argentina, based on its reserves, the market proximity and an adequate transportation infrastructure. The technical work entitled "Gas Supply to Brazil" that we are publishing today, analyzes the potential natural gas consumers, the projected demand of the Southern/Southeastern Brazilian region, the different supply alternatives to that region and the gas supply from Argentina. This work received an award at the "2nd Latin American and Caribbean Gas and Electricity Congress" held in the city of Punta del Este, Uruguay in March this year.

Brasil, la octava economía más grande del mundo, se ha transformado en los últimos años en un importante polo de atracción de inversiones locales y extranjeras. Al igual que en otros países latinoamericanos aunque con mayor lentitud, Brasil ha privatizado parte de sus activos energéticos generando condiciones adecuadas para una mayor apertura del sector. Es en este contexto, donde el gobierno brasileño ha mostrado interés en el desarrollo de la industria del gas. Si bien hoy en día este combustible representa sólo el 4% del total de la energía primaria consumida por Brasil, el



Daniel Ridelener

Ministerio de Energía de ese país ha pronosticado incrementar dicha participación a más del 12% para el año 2010. Actualmente, el 93% del consumo de gas se destina a las industrias y al sector energético, y el 7% restante para consumo residencial y comercial.

Potenciales clientes de gas natural

La generación eléctrica y su problemática actual

Brasil posee actualmente 61.300 MW de potencia instalada, y durante 1998 ingresa-

ron 2237,4 MW de generación adicionales, de los cuales sólo un 14% correspondió a generación térmica. Por su parte, el consumo alcanzó para el mismo año 287.392 GWh, de los cuales el 78% correspondió al Sistema Sur/Sudeste/Centro Oeste (S/SE/CO).

Las características más importantes del Sistema Eléctrico Brasileño son las siguientes:

- Generación hidroeléctrica predominante (95%).
- Embalses con gran capacidad de almacenamiento (regulación plurianual).
- En años secos se disponen de 70.000 GWh/año menos que en los años con hidraulicidad media.
- Menores aportes hidroeléct-



Pablo Finkelstein

This work was done with the purpose of analyzing the potential of the Brazilian market for the Argentine gas sector, focused on the supply of natural gas to the Southern and Southeastern region of Brazil. For this purpose, future demand was projected, considering the impact that natural gas may have on the energy sector. At present, the Southern/Southeastern region of Brazil, comprising by of the States of Rio Grande do Sul (RGS), Santa Catarina (SC), Parana (P), Sao Paulo (SP), Minas Gerais (MG), Espirito Santo (ES) and Rio de Janeiro (RJ), represents 60% of the total population and generates above 70% of its GNP.

In the last few years, the Brazilian government has introduced liberalization and privatization policies for State-owned energy companies and has triggered the development of the gas industry in Brazil. All these new policies have originated several very ambitious projects of regional integration, many of which are still under study. The aim is to analyze the potential of the Brazilian market for the Argentine gas sector, mainly focused on the supply of natural gas to the Southern and Southeastern region of Brazil, projecting a future demand that considers the impact it may have on the energy sector.

Results: The results obtained show the possibility to supply the Southern/Southeastern region of Brazil with Argentine natural gas based on its reserves, the market proximity and an adequate transportation infrastructure. In addition, results also show that the demand from this region at the medium term will allow the materialization of only a few of the projects currently under study.

tricos durante los meses de mayo a agosto.

- En la actualidad falta potencia para abastecer la demanda pico.
- Dispone de escasa potencia térmica instalada (3900 MW).
- Si bien se prevé la incorporación de generación adicional, existen demoras.

Con el fin de mejorar la competitividad y servicio del sector eléctrico, el gobierno brasileño ha planteado un esquema de desverticalización, dividiendo el sector en tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución, facilitando asimismo el progresivo ingreso de generación independiente al sistema. Como consecuencia de la insuficiencia de recursos financieros que ha soportado el sector, se han producido postergaciones en la realización de obras de generación y transmisión. Por este motivo se prevé un riesgo de déficit de energía en el sistema eléctrico brasileño variable entre el 5 y el 10% durante los años 1999-2001 (gráfico 1) principalmente en la región S/SE/CO. Situación ésta que se ha repetido con anterioridad pero que se ha venido sobrellevando debido fundamentalmente a la ocurrencia de años hidrológicamente ricos. En función de lo descrito hay cierta incertidumbre en cuanto a la evolución de esta situación para los años siguientes.

De acuerdo con las proyecciones estimadas en el Plan Decenal 99/08 se estima que el crecimiento de la demanda

eléctrica será del 4,5-5% anual promedio para los próximos diez años. En la situación descrita, Brasil podría tener serios inconvenientes de abastecimiento en el corto plazo, más aún durante años secos debido fundamentalmente a la gran dependencia de la generación hidráulica.

Actualmente, las regiones con mayores dificultades de abastecimiento originadas en problemas de vinculación y transmisión son Río de Janeiro y Porto Alegre (regiones altamente importadoras) y algunas regiones de los estados de ES, MG, Mato Grosso y RGS. Estas áreas son netamente importadoras de energía eléctrica y su abastecimiento depende de la disponibilidad de líneas de transmisión. En estos casos la instalación de centrales térmicas en el área sería, dependiendo de cada situación en particular, una solución más adecuada y menos costosa.

Alternativas para el abastecimiento de la demanda eléctrica

A fin de incrementar la oferta de energía en el mediano plazo, Eletrobras ha planeado a través de su Plan Decenal de Expansiones la concreción de las siguientes obras:

- Vinculación eléctrica Norte/Sur.
- Incorporación de generación hidráulica adicional.
- Incorporación de generación térmica adicional.
- Integración energética con países vecinos.

La vinculación eléctrica Norte/Sur se

concretó en agosto de 1999 y consiste en una línea de 550 Kv a lo largo de 1280km que permite transmitir 600 MW diarios de potencia media, aliviando las condiciones de operación del sistema S/SE/CO.

Con respecto a la incorporación de generación adicional prevista en el programa, ésta supone un incremento promedio de casi 3100 MW por año de potencia instalada (aprox. 22% de origen térmico a gas natural) sólo en el S/SE/CO; sin embargo, el Plan Decenal ha venido sufriendo recortes y demoras poniendo en riesgo el Sistema Eléctrico Brasileño. De concretarse toda la generación térmica en la región Sur/Sudeste al año 2004 la demanda de gas requerida será de casi 24 MMm³/d asumiendo la instalación de ciclos combinados. A esta demanda deberá sumarse los proyectos de autogeneración estimados en el orden de 3500 MW adicionales siempre en el Sur/Sudeste.

Por otra parte Brasil prevé suplir parte de su déficit a través de proyectos de interconexión eléctrica con los países vecinos, Uruguay (250/500 MW), Venezuela (250 MW) y la Argentina con quien ya cerró una interconexión de 1000 MW con posibilidad de extenderla a 2000 MW. En este último caso la energía será exportada desde la Argentina hasta la localidad brasileña de Garibaldi donde se instalará la estación convertidora, a partir de allí la energía será transportada por 375km hasta el nudo de conexión con el sistema interconectado S/SE/CO en Itá (Brasil), la inversión total estimada para el proyecto es de 420 MMu\$ y las obras ya se encuentran en ejecución. Esta exportación de energía eléctrica se traducirá en un incremento adicional del consumo de gas natural en la Argentina.

La generación térmica. Solución a corto plazo

A fin de asegurar el abastecimiento en el corto y mediano plazo, el Ministerio de Minas y Energía de Brasil divulgó en sep-

Gráfico 1 • Riesgo de déficit energético

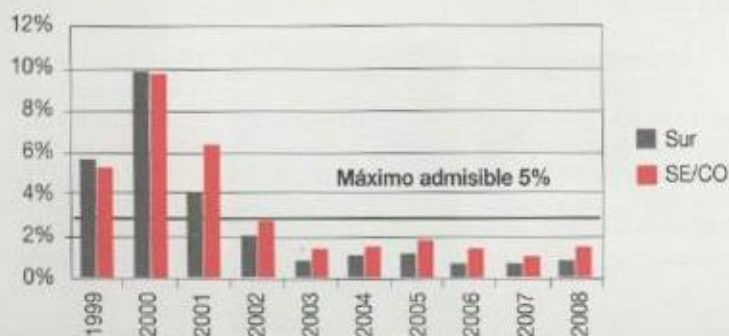


Tabla 1 • Producción de gas diaria del total del Brasil y Sudeste

MMm ³ /d	Total Brasil	Sudeste
Producción	29	15,1
Pérdidas / Reinyección/Contracción del gas	11	5,1
Venta gas a las Distos y consumos de Petrobras	18	10

tiembre de 1999 una resolución que establece un conjunto de medidas tendientes a alentar inversiones en 23 proyectos de generación térmica hasta el año 2003. El plazo de cuatro años se tomó para que coincida con el inicio de la desregulación del 25% del mercado (para alcanzar el 2006 con un mercado totalmente desregulado). Estos proyectos pueden o no estar en el Plan Decenal 99/08. Los puntos más importantes de este programa son:

1. Eletrobras garantizaría hasta fines de 2002 la compra de energía (a través de PPA) a fin de viabilizar los proyectos de generación en aquellos casos en que no lo hagan las distribuidoras (comprador de última instancia). A partir de 2003 con la liberalización parcial del mercado sería responsabilidad de las Distos demostrar la capacidad para abastecer su área de mercado.
2. Tomando en cuenta que la generación a gas natural utiliza equipamiento y financiamiento en su mayor parte en moneda extranjera, los inversionistas podrían demostrar cuál es el porcentaje de ponderación que podría ser considerado para la fijación del Valor Normativo (Vn). En lugar del 70% autorizado hoy como límite para la corrección cambiaria (el otro 30% sería indexado por IGPM), la ANEEL estaría preparando una resolución que permita trasladar hasta el 100%.
3. Traspaso de los reajustes a los precios de energía: si bien las tarifas se reajustarían anualmente, a fin de reducir el riesgo de caja ante variaciones importantes de precios de materias primas (combustible) o variación cambiaria, los reajustes serían inmediatamente trasladados a tarifa.
4. Precios y condiciones para el abastecimiento a gas natural: en los sistemas S/SE/CO habría un mix de precios entre el gas natural de Brasil y el importado, cuyo precio medio no debería pasar de u\$s 2,26/MMBTU para contratos a 20

años. Los precios serían variables cada año dependiendo de la mayor o menor disponibilidad de gas brasileño. Para el Nordeste, sería de u\$s 2,26/MMBTU para contratos a 20 años, con la diferencia de que en los primeros cinco años sería totalmente gas brasileño a u\$s 1,94/MMBTU.

5. A fin de contribuir al estímulo a implementar en el corto plazo proyectos de expansión de la capacidad instalada del sistema eléctrico brasileño, el BNDES crearía un "Programa de apoyo financiero a las inversiones prioritarias en el sector eléctrico".

De los 23 proyectos favorecidos con esta resolución, 15 son centrales térmicas a gas natural totalizando 5405 MW de potencia instalada, lo que representa casi 22 MMm³/d de consumo de gas natural. Adicionalmente estos nuevos precios de gas permitirán precios de EE acordes con el valor normativo fijado por Res. 233/99 de la ANEEL de fecha 29 de julio de 1999 en aproximadamente 57,2 R\$/MWh (que al tipo de cambio vigente en dicha fecha resulta equivalente a 30,2 u\$s/MWh).

Si bien para años hidrológicamente ricos, la generación térmica representa un excedente, Brasil tendrá que razonablemente asumir los costos que ello genere a fin de contar con respaldo para los años secos.

Consumo industrial

Las zonas del Sur y Sudeste cuentan con importantes industrias de base como acero, aluminio, cemento, petroquímica, química, papel y otras, según el tipo de industria el gas puede ser empleado como combustible o como insumo primario en la obtención final de un producto. En el primero de los casos, Brasil utiliza diferentes combustibles como el carbón, la

leña, el fuel oil, el kerosene y el GLP entre otros, en estos casos el reemplazo por gas natural dependerá, en gran medida, de su precio de venta (competitivo con respecto a las otras fuentes), de las regulaciones ambientales existentes, las políticas gubernamentales al respecto y los costos asociados a la conversión de las instalaciones al nuevo combustible. En el caso de utilizarlo como insumo primario para petroquímicas y químicas su uso estará asociado no sólo a su precio sino también al posible mejoramiento en la calidad de sus procesos y productos. Los contratos inicialmente celebrados entre 8 y 16 MMm³/d por las distribuidoras brasileñas durante los primeros ocho años con el gasoducto Bolivia-Brasil prevén abastecer, en parte, consumos industriales.

Consumo residencial y comercial

Actualmente este tipo de consumo representa el 5% del total y se concentra principalmente en San Pablo (abastecido por Comgas) y en Río de Janeiro (abastecido por CEG/RIOGAS). Dadas las características climáticas de la región, el consumo unitario para este tipo de clientes es bajo y, a diferencia del consumo argentino, no presenta estacionalidad. Sin embargo existen proyectos para el tendido de redes domiciliarias que incrementarían notablemente el número de usuarios (Ej.: Comgas).

Proyección de demanda Sur/Sudeste de Brasil

Brasil consume anualmente más de 230.000 Tep de energía primaria, siendo el petróleo y la hidroelectricidad las principales fuentes (72%). Si bien el gas natural posee hoy muy poca incidencia en la matriz energética total, alcanzando sólo el 4%, el gobierno brasileño a través del Mi-

Gráfico 2 a) • Demanda de gas natural al Sur/Sudeste de Brasil

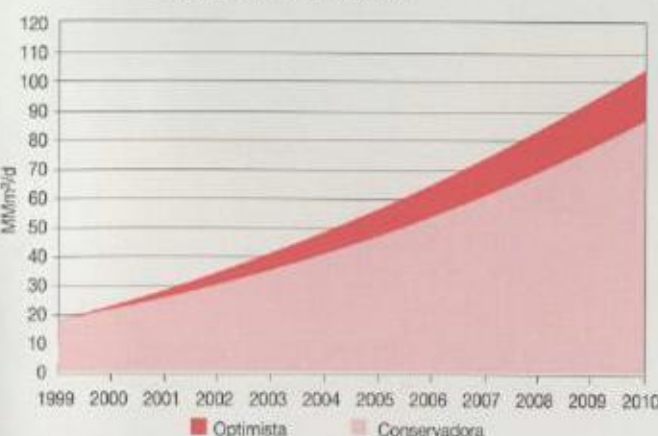


Gráfico 2 b) • Demanda de gas natural al Sur de Brasil

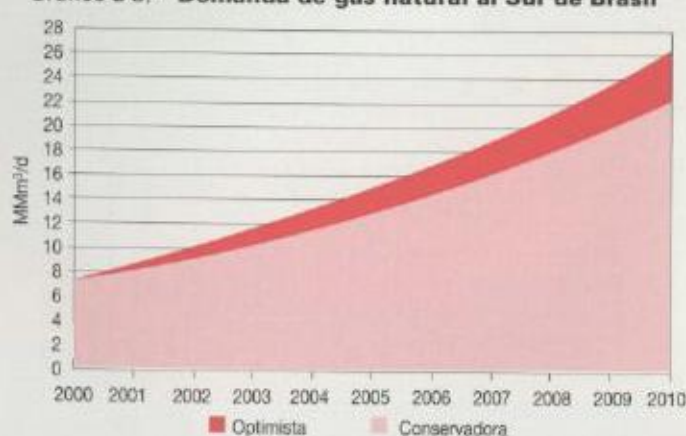


Tabla 1 • Producción de gas diaria del total del Brasil y Sudeste

MMm ³ /d	Total Brasil	Sudeste
Producción	29	15,1
Pérdidas / Reinyección/Contracción del gas	11	5,1
Venta gas a las Distcos y consumos de Petrobras	18	10

tiembre de 1999 una resolución que establece un conjunto de medidas tendientes a alentar inversiones en 23 proyectos de generación térmica hasta el año 2003. El plazo de cuatro años se tomó para que coincida con el inicio de la desregulación del 25% del mercado (para alcanzar el 2006 con un mercado totalmente desregulado). Estos proyectos pueden o no estar en el Plan Decenal 99/08. Los puntos más importantes de este programa son:

1. Eletrobras garantizaría hasta fines de 2002 la compra de energía (a través de PPA) a fin de viabilizar los proyectos de generación en aquellos casos en que no lo hagan las distribuidoras (comprador de última instancia). A partir de 2003 con la liberalización parcial del mercado sería responsabilidad de las Distcos demostrar la capacidad para abastecer su área de mercado.
2. Tomando en cuenta que la generación a gas natural utiliza equipamiento y financiamiento en su mayor parte en moneda extranjera, los inversionistas podrían demostrar cuál es el porcentaje de ponderación que podría ser considerado para la fijación del Valor Normativo (Vn). En lugar del 70% autorizado hoy como límite para la corrección cambiaria (el otro 30% sería indexado por IGPM), la ANEEL estaría preparando una resolución que permita trasladar hasta el 100%.
3. Traspaso de los reajustes a los precios de energía: si bien las tarifas se reajustarían anualmente, a fin de reducir el riesgo de caja ante variaciones importantes de precios de materias primas (combustible) o variación cambiaria, los reajustes serían inmediatamente trasladados a tarifa.
4. Precios y condiciones para el abastecimiento a gas natural: en los sistemas S/SE/CO habría un mix de precios entre el gas natural de Brasil y el importado, cuyo precio medio no debería pasar de u\$s 2,26/MMBTU para contratos a 20

años. Los precios serían variables cada año dependiendo de la mayor o menor disponibilidad de gas brasileño. Para el Nordeste, sería de u\$s 2,26/MMBTU para contratos a 20 años, con la diferencia de que en los primeros cinco años sería totalmente gas brasileño a u\$s 1,94/MMBTU.

5. A fin de contribuir al estímulo a implementar en el corto plazo proyectos de expansión de la capacidad instalada del sistema eléctrico brasileño, el BNDES crearía un "Programa de apoyo financiero a las inversiones prioritarias en el sector eléctrico".

De los 23 proyectos favorecidos con esta resolución, 15 son centrales térmicas a gas natural totalizando 5405 MW de potencia instalada, lo que representa casi 22 MMm³/d de consumo de gas natural. Adicionalmente estos nuevos precios de gas permitirán precios de EE acordes con el valor normativo fijado por Res. 233/99 de la ANEEL de fecha 29 de julio de 1999 en aproximadamente 57,2 RS/MWh (que al tipo de cambio vigente en dicha fecha resulta equivalente a 30,2 u\$s/MWh).

Si bien para años hidrológicamente ricos, la generación térmica representa un excedente, Brasil tendrá que razonablemente asumir los costos que ello genere a fin de contar con respaldo para los años secos.

Consumo industrial

Las zonas del Sur y Sudeste cuentan con importantes industrias de base como acero, aluminio, cemento, petroquímica, química, papel y otras, según el tipo de industria el gas puede ser empleado como combustible o como insumo primario en la obtención final de un producto. En el primero de los casos, Brasil utiliza diferentes combustibles como el carbón, la

leña, el fuel oil, el kerosene y el GLP entre otros, en estos casos el reemplazo por gas natural dependerá, en gran medida, de su precio de venta (competitivo con respecto a las otras fuentes), de las regulaciones ambientales existentes, las políticas gubernamentales al respecto y los costos asociados a la conversión de las instalaciones al nuevo combustible. En el caso de utilizarlo como insumo primario para petroquímicas y químicas su uso estará asociado no sólo a su precio sino también al posible mejoramiento en la calidad de sus procesos y productos. Los contratos inicialmente celebrados entre 8 y 16 MMm³/d por las distribuidoras brasileñas durante los primeros ocho años con el gasoducto Bolivia-Brasil prevén abastecer, en parte, consumos industriales.

Consumo residencial y comercial

Actualmente este tipo de consumo representa el 5% del total y se concentra principalmente en San Pablo (abastecido por Comgas) y en Río de Janeiro (abastecido por CEG/RIOGAS). Dadas las características climáticas de la región, el consumo unitario para este tipo de clientes es bajo y, a diferencia del consumo argentino, no presenta estacionalidad. Sin embargo existen proyectos para el tendido de redes domiciliarias que incrementarían notablemente el número de usuarios (Ej.: Comgas).

Proyección de demanda Sur/Sudeste de Brasil

Brasil consume anualmente más de 230.000 Tep de energía primaria, siendo el petróleo y la hidroelectricidad las principales fuentes (72%). Si bien el gas natural posee hoy muy poca incidencia en la matriz energética total, alcanzando sólo el 4%, el gobierno brasileño a través del Mi-

Gráfico 2 a) • Demanda de gas natural al Sur/Sudeste de Brasil

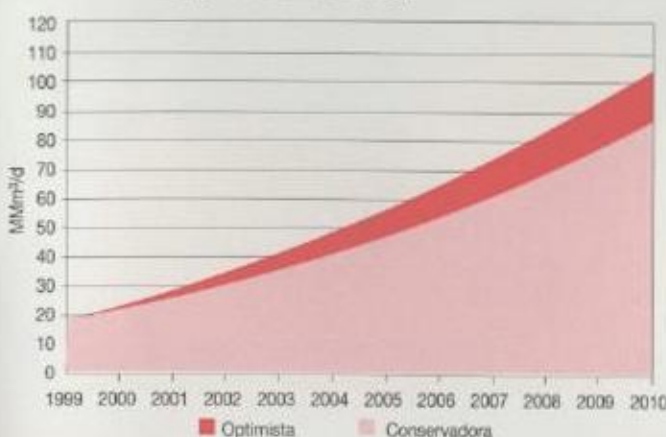
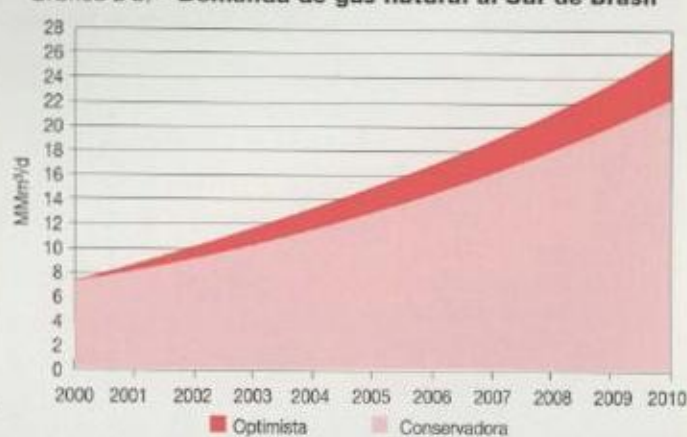
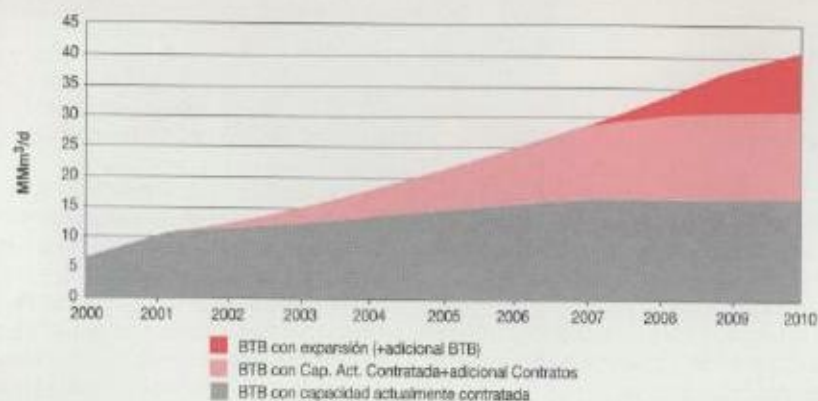


Gráfico 2 b) • Demanda de gas natural al Sur de Brasil





Abastecimiento de gas mediante las reservas de Bolivia

A principios de 1999 Bolivia comenzó a abastecer de gas a Brasil a través del gasoducto Bolivia-Brasil, que con 3150km de longitud une las reservas bolivianas (desde Río Grande 40km al sur de Santa Cruz) y atraviesa la región de Mato Grosso do Sul, San Pablo hasta Campinas, Paraná, Santa Catarina y Río Grande do Sul hasta Porto Alegre. El conducto posee un diámetro de 32" entre Río Grande y Campinas y su máxima capacidad de transporte actual es de 30 MMm³/d.

Si bien inicialmente las reservas bolivianas (estimadas en 240.000 MMm³) no parecían suficientes para abastecer la totalidad de gas que demandaría Brasil en los próximos 20 años, descubrimientos recientes en el área de San Alberto, en poder de Petrobras, sumado a las licitaciones para la exploración y explotación de nuevas áreas en los estados de La Paz, Beni y Pando y las ya tradicionales como Santa Cruz, Tarija, Chuquisaca y Cochabamba realizadas por el gobierno boliviano, indicarían que al menos en el mediano plazo las reservas estarían aseguradas. Sin embargo, en caso de presentarse problemas de abastecimiento en el corto plazo, se ha analizado la posibilidad de que las reservas del Noroeste Argentino sean utilizadas para abastecer la demanda inicial.

En el gráfico 4 se proyectan los consumos a ser abastecidos por el gasoducto Bolivia-Brasil, tomando en cuenta los contratos originalmente firmados por las distribuidoras (comenzando con 8 MMm³/d y hasta 16 MMm³/d) afectados por un factor de carga

inicial para los primeros años, una base adicional a ser contratada cuando dé comienzo el servicio, y la posibilidad de expandir su capacidad de transporte actual a partir del año 2007.

Abastecimiento de gas mediante las reservas de Perú

Camisea, la mayor cuenca gasífera del Perú, posee reservas estimadas en 365.000 MMm³, el gas almacenado será utilizado para abastecer la futura distribuidora de gas en Lima y algunas termoelectricas, por lo tanto el mercado de consumo es relativamente bajo (10/15 MMm³/d al año 2010). Sin embargo, la infraestructura hoy existente es de por sí insuficiente no sólo para la producción sino también en transporte, pues se requeriría construir un gasoducto que conecte las reservas de Perú con el ducto Bolivia-Brasil, esto es, más de 1200km de caño sobre una geografía bastante difícil. Adicionalmente a los precios actuales, el *netback* de la cuenca sería muy bajo haciendo poco viable el desarrollo de las reservas. Es por este motivo que Camisea se podría proyectar como una opción potencial de abastecimiento de gas a futuro y no en el corto plazo.

Abastecimiento de gas desde la Argentina

La Argentina posee un mercado gasífero maduro con una capacidad total de transporte de casi 100 MMm³/d y una participación del gas natural en su matriz energética del 46%. Por ello y dada su proximidad geográfica con el vecino país se pre-

senta como una sólida opción para abastecer de gas al Sur/Sudeste de Brasil. Su infraestructura gasífera permite conectar las tres cuencas más importantes del país (Noroeste, Neuquina y Sur) con más de 684.000 MMm³ de reservas comprobadas, y con un alto potencial de incorporación de nuevas reservas. En la tabla 2 se indican las reservas *probadas* y *probables* informadas por la Secretaría de Energía argentina más una estimación de reservas potenciales.

La Argentina posee hoy –con los consumos actuales– un horizonte de reservas de 17,5 años, muy alto comparado con los horizontes de reservas de países como Estados Unidos o Canadá que con un territorio mucho más explorado que la Argentina y con una inversión por hectárea 10 veces mayor, mantienen niveles de reservas suficientes para los próximos 8/9 años.

Para determinar qué cuenca abastecerá la demanda se deberá tener en cuenta no sólo el potencial de la misma sino también su infraestructura de transporte. Las reservas del Noroeste permitirán exportar gas a Brasil a través de la interconexión con las reservas bolivianas (Salta-Santa Cruz de la Sierra) y por su proximidad a los estados de Río Grande do Sul, Santa Catarina y Paraná pueden abastecer los potenciales proyectos de exportación hacia estas regiones. También las reservas de la Cuenca Neuquina y Sur con adecuada capacidad de transporte podrían abastecer el Sur y Sudeste brasileño. Sin embargo, la Cuenca Neuquina se encuentra más cerca del mercado brasileño que la Cuenca Sur y es más económico ampliar la capacidad de transporte actual. Además, el *netback* de la cuenca es mayor, lo que la hace más atractiva para su explotación. En el caso de la Cuenca Sur tiene un gran potencial *offshore* pero un *netback* bajo dada su gran distancia al centro de consumo (2800km a Buenos Aires y 3700km a Porto Alegre).

En el gráfico 5 la estimación del mercado potencial a ser abastecido por gas argentino surge de restar a la proyección de consumos totales del Sur/Sudeste de Brasil (gráfico 2a) las demandas abastecidas por sus propias reservas (gráfico 3) y por el gasoducto Bolivia-Brasil (gráfico 4). Es importante destacar que se ha to-

Tabla 2 • Reservas probadas y probables de la Argentina

Area	Probadas	Probables	Totales	Probadas + Probables + Posibles + Reservas Potenciales (*)
Noroeste	153	72	225	670
Neuquina y Cuyo	357	92	449	1055
Austral, Sta. Cruz y Tierra del Fuego, San Jorge	175	83	258	738
Total MMm³	685	247	932	2463

(*) Las reservas potenciales son estimaciones de mercado.

Fuente: Secretaría de Energía (al 1/1/99)

Tabla 3 • Características de los proyectos

Proyecto	Cap. mínima requerida (MMm ³ /d)	Km de gasoducto a construir	Inversiones	Reservas
Uruguayana - Porto Alegre (Uru-PA)	Baja (6/7)	610km	250 MMu\$	Neuquén y Norte y en menor medida el Sur
Buenos Aires - Porto Alegre (BA-PA)	Media (12/16)	1067km	450 MMu\$	Neuquén y Sur y en menor medida el Norte
Gto NOA - Sur/Sudeste	Alta (> 20)	> 2500km	Alta (1.500 MMu\$)	Noroeste

mado como hipótesis conservadora, la asignación de la última prioridad de entrada a las reservas argentinas.

Gasoductos proyectados

A fin de abastecer esta demanda han surgido numerosos proyectos entre los que se destacan:

Gasoducto uruguayana - Porto Alegre: une la ciudad de Uruguayana con Porto Alegre a través de 610km de gasoducto de 24". El 30 de junio de 1998, YPF, Petrobras, Total, Techint, Transcanada y CGC firmaron un acuerdo para su desarrollo. La puesta en operación se estima para diciembre de 2000. Una primera fase del ducto ya se encuentra en construcción.

Gasoducto NOA - Sur/Sudeste de Brasil: existen varias alternativas, la longitud estimada es del orden de los 3000km con diámetros variables entre 36/30/24". Nace en la Cuenca Noroeste hasta las ciudades de Porto Alegre, Curitiba, San Pablo y Florianópolis. Está diseñado para transportar hasta 25 MMm³/d y requeriría inversiones superiores a los 1500 MMu\$. Los proyectos más conocidos son **Gasoducto Mercosur** liderado por Alberta Energy y el denominado **Gasoducto Trans Iguazú** desarrollado por los productores de la Cuenca Noroeste junto con las distribuidoras de gas de Brasil.

Extensión del gasoducto Buenos Aires - Montevideo a Porto Alegre: son 217km que parten desde Punta Lara (Pcia. de Buenos Aires), cruzan el Río de la Plata y llegan hasta Montevideo, y luego 850km adicionales hasta Porto Alegre. La capacidad inicial es de 2 MMm³/d reservados por UTE/ANCAP con punto de entrega en Montevideo comenzando a fines de 2000. El proyecto es desarrollado por Bristh Gas, Pan American Energy y ANCAP (sólo en el tramo uruguayo). La extensión a Porto Alegre se encuentra aún en fase de estudio.

Características de los diferentes proyectos

En la tabla 3 se detallan las características más importantes de los diferentes proyectos.

En el caso de un gasoducto que una el NOA con el Sur y Sudeste de Brasil se debe tener en cuenta que:

- son ductos diseñados para transportar grandes volúmenes, lo que implica la necesidad de grandes demandas (superiores a los 20 MMm³/d) hoy mayormente concentradas en el Sudeste de Brasil, San Pablo, Río y Minas Gerais, que serán inicialmente abastecidas por el gasoducto Bolivia-Brasil y por la mayor oferta interna. Por otra parte, al menos inicialmente resulta más económico ampliar un gasoducto existente que construir uno nuevo por ser menor la distancia al centro de consumo.

- El proyecto resultaría viable económicamente a partir del año 2007 según se observa en el gráfico 5, cuando la demanda insatisfecha alcance más de 20 MMm³/d.

Con respecto al gasoducto Uru-PA y BA-M-PA resaltamos que inicialmente estarán destinados a abastecer los estados del Sur de Brasil (RGS, SC, P), fundamentalmente debido a su proximidad. Además, a consecuencia de restricciones en el gasoducto Bolivia-Brasil por el menor diámetro (16") hasta Porto Alegre, parte de esta demanda no podrá ser suplida por este ducto sin requerir inversiones adicionales significativas. Sin embargo, la ventaja más importante que presentan es que se complementan y no compiten con el gasoducto Bolivia-Brasil al cerrar un anillo con este último, lo cual permitirá revertir el flujo de gas alcanzando los estados del Sudeste.

Por otra parte, en el gráfico 5 se observa que la demanda insatisfecha va creciendo desde volúmenes pequeños entre 4,5 y 5 MMm³/d en el año 2000 hasta más de 20 MMm³/d en el año 2007. Esto indica que en el corto plazo se requerirá un conducto capaz de abastecer estos valores de de-

manda, de baja inversión inicial y que permita expansiones de la infraestructura de transporte existente de acuerdo con un crecimiento gradual en el tiempo.

En particular, éste es el concepto seguido para el desarrollo del Proyecto Uruguayana - Porto Alegre y es el mismo concepto que ha seguido durante los últimos años el crecimiento de la infraestructura de transporte en la Argentina.

Conclusiones

Abastecer con gas natural argentino al Sur/Sudeste de Brasil es posible debido a las abundantes reservas, la proximidad del mercado y a la existencia de una adecuada infraestructura de transporte.

Asimismo, vemos que el proyecto Uruguayana - Porto Alegre presenta importantes ventajas comparativas, algunas de las cuales enumeramos a continuación:

- Atraviesa el extremo eléctrico sur de Brasil, hoy con problemas de abastecimiento.
- Es el proyecto que menos inversión requiere para llegar a Porto Alegre.
- Permite expansiones modulares de la infraestructura existente de transporte.
- Permite el acceso a todas las cuencas argentinas, incluso a las reservas del Sur y Bolivia.
- Precio competitivo con el gasoducto Bolivia-Brasil.
- Estos incrementos parciales de la capacidad de transporte, permitirán acompañar el crecimiento de la demanda y alcanzar así los estados del Sudeste.
- Los socios involucrados tienen probada experiencia en el desarrollo de proyectos de abastecimiento de gas natural.

Bibliografía

1. Eletrobras, "Plan Decenal" (1999).
2. SIESE, Estadísticas.
3. Lestard/Franke & Asociados, "Estado de Río Grande do Sul - Demanda Potencial de Gas Natural" (1996).
4. ENARGAS, "Datos operativos de las licenciatarias de gas".
5. Oil & Gas Journal - Revista Latinoamericana, "Energía del Cono Sur" (febrero 1998).
6. Brasil Energía - Noviembre 1999.
7. Petrobras 1998, *Relatorio de Atividades*.
8. TGN, *Market Report* 1998.
9. *Balance Energético Nacional* - Brasil, 1998.

Gráfico 5 • Demanda potencial Sur/Sudeste a ser abastecida desde la Argentina

