

# Revista Energética



Año 25, número 4, octubre-noviembre-diciembre 2001

- *Quito fue sede de la XXXII Reunión de Ministros de OLADE*
- *Discurso del Presidente de Bolivia, Jorge Quiroga Ramírez, en la Asamblea de la ONU*
- *El 11 de Setiembre de 2001 y el Futuro, Chakib Khelil, Ministro de Energía y Minas de Argelia, Presidente de la OPEP*
- *Visión Prospectiva sobre el Gas Natural en América del Sur, Pierre Thonin*
- *Regular o Desregular: La Experiencia Estadounidense en la Energía Eléctrica, William Massey, Comisionado de la Comisión Federal de Regulación Energética de los Estados Unidos*
- *Informe OLADE: Mercados y Potencial del Gas Natural en América del Sur*
- *Oportunidades de negocios e inversión en el sector energético*



# Visión Prospectiva sobre el Gas Natural en América del Sur

Pierre Thouin\*



Figura 1

**A**mérica del Sur necesitará, para su desarrollo económico, una cantidad importante de energía. El gas natural será un combustible preferente para los próximos 40 años en esta región. En un contexto de desarrollo sustentable, el gas natural es el mejor combustible fósil para limitar las emisiones de contaminantes en la atmósfera.

Las reservas generalmente no están localizadas cerca de los grandes mercados de consumo. De su desarrollo resultarán importantes intercambios comerciales entre los países. Los intercambios de gas natural ya están presentes en el MERCOSUR y se difundirán en todos los países de la región. El mapa de la Figura 1 representa los principales yacimientos conocidos de gas natural, los principa-



*“...el gas natural es el mejor combustible fósil para limitar las emisiones de contaminantes en la atmósfera”*

les gasoductos en operación y los futuros proyectos de interconexión gasífera en América del Sur.

Canadá y Estados Unidos de Norteamérica tienen solamente 12 años de reservas probadas de gas natural, mientras que América del Sur se encuentra en una posición mucho mejor, pues sus reservas probadas están en el orden de 288.000 MMPC (miles de millones de pies cúbicos) y el consumo actual es del orden de 5.000 MMPC por año, lo que establece para las reservas probadas una vida de más de 50 años. Pero estas cifras no representan la realidad. En efecto, el consumo del gas natural aumentará de manera significativa en los próximos años, principalmente a causa de la generación eléctrica. Tampoco es lógico utilizar las cifras de reservas probadas ya que no hay duda que se realizarán nuevos descubrimientos. En este artículo, vamos a analizar los movimientos del gas natural en América del Sur en

función de las proyecciones de consumo y de descubrimientos futuros.

El siguiente cuadro nos indica las cantidades de reservas probadas y reservas disponibles de gas natural en América del Sur. Las reservas disponibles están calculadas a partir de la siguiente fórmula:  $100\% \times \text{probada} + 66\% \times \text{probable} + 33\% \times \text{posible}$ , lo que nos acerca más a la realidad futura.

Observamos que Brasil presentará un fuerte potencial de desarrollo para los años venideros, pero Venezuela será, con mucho, el principal recurso de gas natural en América del Sur.

El análisis de los movimientos de gas natural está basado en un precio promedio del barril de petróleo de US\$25 para los próximos 20 años, según las estimaciones de la mayoría de los expertos. Es lógico pensar que un precio más alto permitiría a los productores aumentar sus esfuerzos de exploración, lo que tendría una incidencia directa

| Reservas (MMP) | Probadas | Disponibles |
|----------------|----------|-------------|
| Argentina      | 26,180   | 49,362      |
| Brasil         | 7,980    | 47,421      |
| Bolivia        | 21,000   | 41,979      |
| Chile          | 3,500    | 6,997       |
| Colombia       | 8,400    | 15,358      |
| Ecuador        | 1,443    | 2,877       |
| Paraguay       | 0        | 0           |
| Perú           | 9,500    | 33,521      |
| Uruguay        | 0        | 0           |
| Venezuela      | 147,000  | 216,930     |
| Total          | 288,353  | 565,206     |



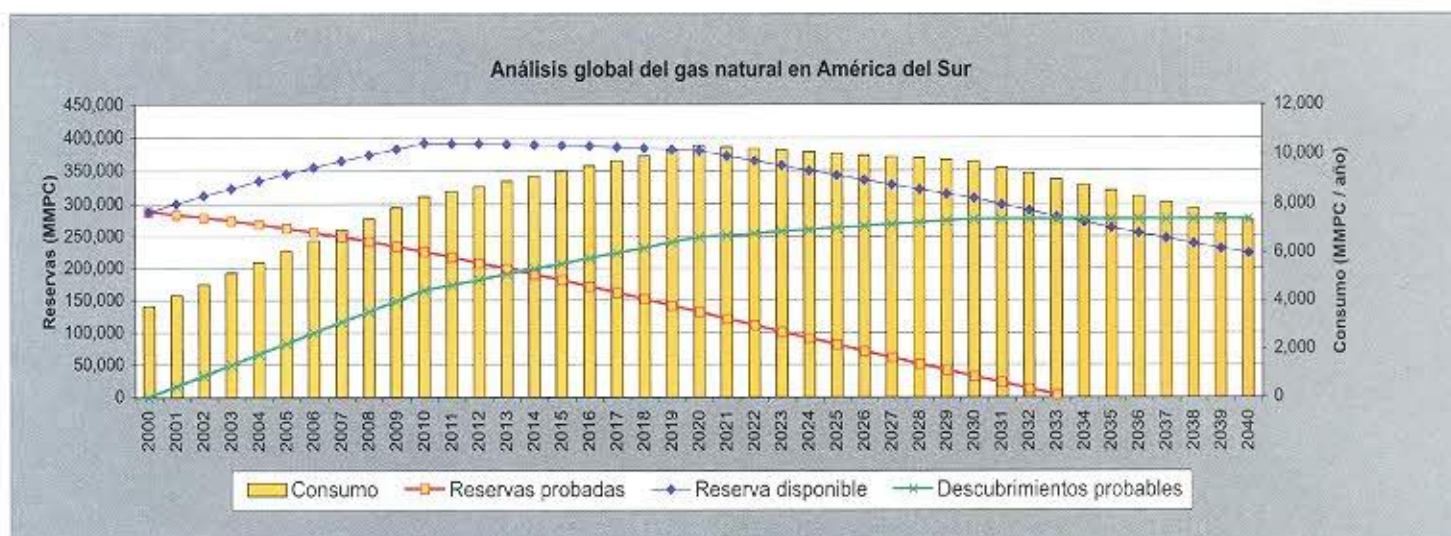


Figura 2

sobre las reservas y permitiría desarrollar los yacimientos menos rentables. Sin embargo, un precio demasiado elevado reduciría el consumo de gas natural.

En una economía de mercado es sumamente difícil prever a corto plazo las fluctuaciones de los precios del gas natural y su incidencia sobre su movimiento. Un buen ejemplo constituye la subida drástica de los precios del gas natural en los Estados Unidos el año pasado, llevándolos a un precio récord de US\$8/millones BTU, que no fue anticipado y menos aún su caída rápida hasta los precios actuales de transacción de US\$2/millones BTU. A veces es más fácil realizar proyecciones a muy largo plazo ya que la energía es una necesidad de base que tiene un crecimiento relativamente lógico a largo plazo.

Si se toma en cuenta un análisis más realista de la situación en América del Sur, utilizando las proyecciones del consumo y las reservas del gas natural disponibles, obtenemos los resultados señalados en la Figura 2. Esta figura representa un modelo probable de

consumo en función de las reservas probadas y de los descubrimientos probables.

Considerando el crecimiento del consumo que será muy importante en el próximo decenio, las reservas probadas (en rojo) disminuyen rápidamente. Los descubrimientos probables acumulativos (en verde) permitirán aumentar las reservas disponibles. Los descubrimientos probables tendrán una tendencia a estabilizarse hacia 2030, ya que los yacimientos más rentables habrán sido explotados o estarán en explotación. Por lo tanto, será cada vez más costoso producir nuevos yacimientos de gas natural frente a la competencia de otras formas de energía.

Si las proyecciones del consumo anual se mantienen como lo habían previsto varios gobiernos, será muy probable que el promedio anual de los nuevos descubrimientos no logre ser superior al consumo anual. Por lo tanto, entre 2010 y 2020, el crecimiento de las reservas de gas disponible estará limitado por el fuerte consumo.



Hacia 2020, las reservas disponibles empezarán a disminuir y algunos países habrán comprometido fuertemente sus reservas de gas natural, excepto Venezuela. En efecto, las reservas de gas natural de Argentina, Colombia, Ecuador y Chile estarán disminuyendo.

Los costos para desarrollar los nuevos campos en los países cuya producción estará en descenso podrían ser superiores a los de sus competidores en Bolivia, Perú o Venezuela. El hecho de recibir su suministro de otros países y de tener un aumento en los precios del gas natural a causa de los costos de transporte (suponiendo que sean inferiores a los costos de desarrollo de los nuevos campos), obligaría a ciertos mercados sudamericanos a contem-

plar nuevas fuentes de energía. Por ese motivo, prevemos una estabilización de los mercados en los años 2020 y una tendencia a la baja del consumo del gas natural después de 2030, tomando en consideración que una parte importante de las centrales termoeléctricas habrán cumplido su vida útil.

Los siguientes cuadros y figuras muestran un escenario potencial de la evolución del comercio de gas natural en América del Sur para cada país productor. Se ha tomado en cuenta la ubicación geográfica de los productores y consumidores, los proyectos futuros de interconexión, la fuerza de los mercados y las reservas disponibles, para determinar los intercambios potenciales de gas natural.

*“...Hacia 2020, las reservas disponibles empezarán a disminuir y algunos países habrán comprometido fuertemente sus reservas de gas natural”*





| 2000                    | MMCF |
|-------------------------|------|
| Argentina hacia Brasil  | 35   |
| Argentina hacia Uruguay | 53   |
| Argentina hacia Chile   | 273  |
| Bolivia hacia Brasil    | 105  |

La figura de la derecha representa la situación actual en la que Argentina es pionera en los intercambios de gas natural en el MERCOSUR.



En 2030, Bolivia y Perú serán los suministradores en declive y Venezuela empezará a imponerse significativamente en América del Sur.

| 2030                      | MMCF |
|---------------------------|------|
| Bolivia hacia Argentina   | 350  |
| Bolivia hacia Uruguay     | 86   |
| Bolivia hacia Chile       | 105  |
| Bolivia hacia Brasil      | 105  |
| Bolivia hacia Paraguay    | 49   |
| Perú hacia Argentina      | 175  |
| Perú hacia Chile          | 140  |
| Perú hacia Ecuador        | 238  |
| Venezuela hacia Panamá    | 109  |
| Venezuela hacia Brasil    | 300  |
| Venezuela hacia Argentina | 984  |
| Venezuela hacia Colombia  | 350  |
| Venezuela hacia Caribe    | 109  |



| 2040                      | MMCF |
|---------------------------|------|
| Bolivia hacia Argentina   | 0    |
| Bolivia hacia Chile       | 0    |
| Perú hacia Argentina      | 0    |
| Perú hacia Chile          | 0    |
| Perú hacia Ecuador        | 194  |
| Venezuela hacia Panamá    | 109  |
| Venezuela hacia Brasil    | 280  |
| Venezuela hacia Argentina | 473  |
| Venezuela hacia Colombia  | 350  |
| Venezuela hacia Paraguay  | 18   |
| Venezuela hacia Uruguay   | 32   |
| Venezuela hacia Caribe    | 109  |



En 2040, Venezuela estará indudablemente a la cabeza de la producción de gas natural en la región. La mayoría de los países continuarán produciendo gas natural pero fundamentalmente para sus mercados internos. Solamente Perú podría continuar exportando a Ecuador ya que el mercado sería demasiado pequeño para justificar una conexión con Venezuela.



Argentina siempre será un exportador pero las reservas importantes de Bolivia y, sobre todo, su ubicación geográfica le convertirán en el principal exportador de gas natural en América del Sur hacia 2010. También será muy probable que, para después del año 2010, se ponga en marcha el gasoducto del Caribe desde Venezuela, para poder abastecer a los Estados Unidos, que necesitará una conexión hacia el suroeste, además de su abastecimiento del noroeste vía Alaska y Canadá para reforzar y diversificar su fuente de suministro.



| 2010                     | MMCF |
|--------------------------|------|
| Argentina hacia Brasil   | 105  |
| Argentina hacia Uruguay  | 71   |
| Argentina hacia Chile    | 140  |
| Argentina hacia Paraguay | 49   |
| Colombia hacia Panamá    | 74   |
| Bolivia hacia Brasil     | 525  |
| Venezuela hacia Caribe   | 67   |

Si disminuyen las reservas de gas natural de Argentina, los argentinos conservarán su producción para satisfacer sus propias necesidades y detendrán probablemente su exportación. Tendrán que importar de Bolivia para satisfacer su demanda. Bolivia continuará imponiéndose como el principal exportador de gas natural en América del Sur. Venezuela, por sus reservas importantes y sus costos de producción suma-

mente bajos, podrá realizar una incursión importante en Brasil. El gas natural del Perú podría también encontrar su primera oportunidad de exportación hacia Chile después del retiro del gas argentino. Además, con base en nuestros análisis, hasta 2020 el Ecuador podría utilizar su propio gas natural, pero luego el Perú estaría en una mejor posición que Colombia para abastecer este mercado.

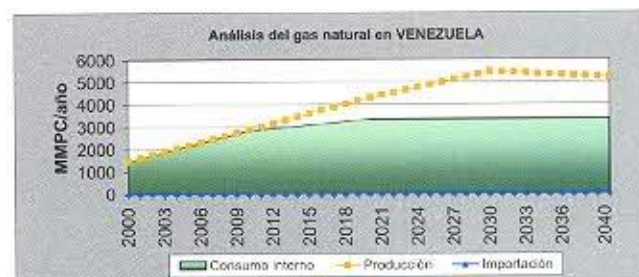
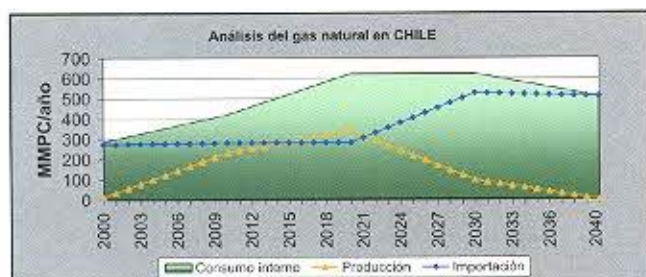
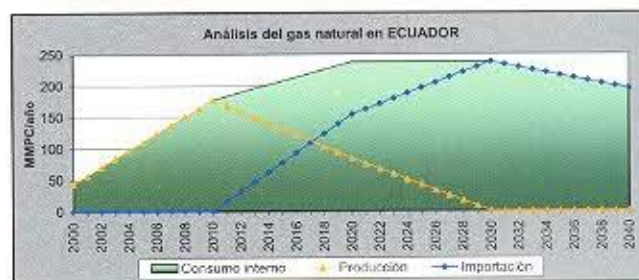
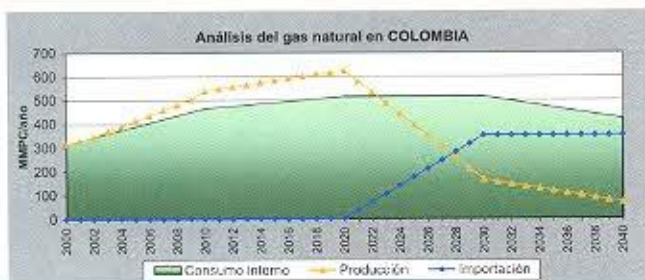
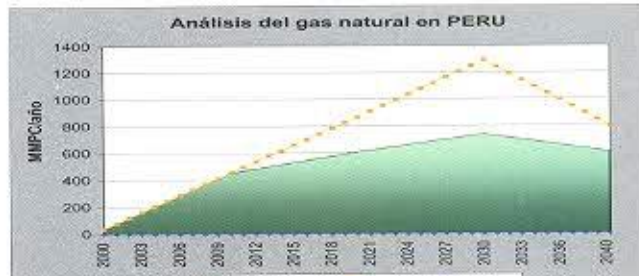
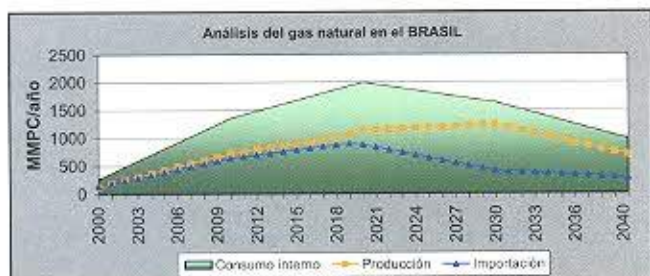
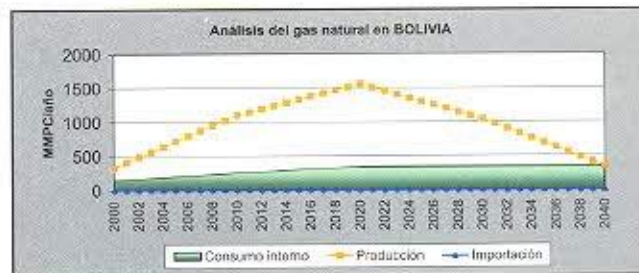
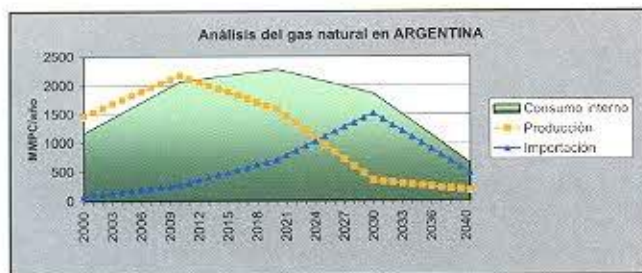
| 2020                    | MMCF |
|-------------------------|------|
| Bolivia hacia Argentina | 700  |
| Bolivia hacia Uruguay   | 105  |
| Bolivia hacia Chile     | 175  |
| Bolivia hacia Brasil    | 175  |
| Bolivia hacia Paraguay  | 60   |
| Colombia hacia Panamá   | 109  |
| Perú hacia Argentina    | 0    |
| Perú hacia Chile        | 105  |
| Perú hacia Ecuador      | 154  |
| Venezuela hacia Brasil  | 700  |
| Venezuela hacia Caribe  | 89   |



Finalmente presentamos la evolución de la producción de gas natural en función del consumo interno y de las importaciones, para dar una mejor idea de la evolución de la situación de cada país productor.

En los gráficos en la siguiente página, la zona entre la línea de producción y el área de consumo interno representa las exportaciones.





## Conclusión

En los próximos 20 años, el gas natural será el eje de la energía en América del Sur. De hecho, las centrales termoeléctricas constituyen la primera opción de los promotores para la producción eléctrica, principalmente debido a los menores tiempos y costos de instalación. Sin embargo, las reservas de gas natural, que para ciertos países son limitadas, les obligarán a revalorizar su orientación estratégica del desarrollo energético. No sería sorprendente ver después del 2020 el regreso vigoroso, en el MERCOSUR, de la energía hidráulica y eólica para ofrecer una competencia sana a los hidrocarburos a nivel de costos de explotación y, sobre todo, a nivel de los impactos ambientales.

lica y eólica para ofrecer una competencia sana a los hidrocarburos a nivel de costos de explotación y, sobre todo, a nivel de los impactos ambientales.

## Reconocimientos

- El autor agradece especialmente a la señora Nuria Bohigas y al licenciado Francisco Figueroa de la Vega, de OLADE, por el apoyo ofrecido para la realización de este estudio.
- **Autor:**
- El señor Pierre Thouin tiene más de 27 años de experiencia en la gestión de proyectos y como consultor en energía, principalmente para el sector del gas natural en Canadá. Tiene una maestría en gestión de proyectos y amplia experiencia en planificación, estimación, construcción, estudios de factibilidad y desarrollo de negocios. 20 años como consultor internacional, de los cuales los últimos cinco fue como responsable de análisis de las inversiones asociadas al gas natural para Hydro Quebec International e inversionistas privados, han permitido a Pierre Thouin realizar evaluaciones sobre la planificación estratégica y tecnologías emergentes, los mercados, los aspectos regulatorios y la rentabilidad de los proyectos energéticos, principalmente en América del Sur.

El Texto de este artículo sirvió de base para la conferencia que el Sr. Thouin presentó durante el Seminario Internacional para Iniciar las Actividades de los Foros de OLADE, efectuado en Quito, Ecuador, del 9 al 11 de setiembre de 2001.

El Texto de este artículo sirvió de base para la conferencia que el Sr. Thouin presentó durante el Seminario Internacional para Iniciar las Actividades de los Foros de OLADE, efectuado en Quito, Ecuador, del 9 al 11 de setiembre de 2001.



# Energy Magazine



Year 25, number 4, October-November-December 2001

- *Quito hosts XXXII Meeting of Ministers of OLADE*
- *Address delivered by the President of Bolivia, Jorge Quiroga-Ramírez, to the General Assembly of the United Nations*
- *September 11, 2001 and the Future, Chakib Khelil, Minister of Energy and Mines of Algeria, President of OPEC*
- *Prospects for Natural Gas in South America, Pierre Thouin*
- *To Regulate or Desregulate: The U.S. Electricity Experience, William Massey, Commissioner of the U.S. Federal Energy Regulatory Commission*
- *OLADE Report: Natural Gas Markets and Potential in South America*
- *Business and Investment Opportunities in the Energy Sector*



# Prospects for Natural Gas in South America

Pierre Thouin\*



Figure 1

South America will be needing a large amount of energy for its economic development. Natural gas will become the fuel of choice for the next 40 years in this region. In a sustainable development context, natural gas is the best fossil fuel to stem the emission of pollutants in the air.

Reserves are not generally located near large consumption markets. As a result of the development of natural gas reserves, there will be major trade between the countries. Natural gas trade is already widespread in MERCOSUR and will extend to all countries of the region. The map of Figure 1 shows the principal known natural gas fields, the major gas pipelines being operated, and future



*“...natural gas  
is the best fossil  
fuel to stem the  
emission of  
pollutants in  
the air”*

gas interconnection projects in South America.

Canada and the United States only have 12 years of proven natural gas reserves; South America is in a much better position since its proven reserves are on the order of 288,000 billion cubic feet (BCF) and current consumption is on the order of 5,000 BCF per year, which means that proven reserves will last for more than 50 years. But these figures do not represent reality, because natural gas consumption will be rising significantly in coming years, mainly because of electric power generation. Furthermore, it makes no sense to use proven reserves either, because there is no doubt that new discoveries will be made. In the present article, we will be analyzing natural gas flows in South America on the basis of consumption forecasting and future discoveries.

The following table shows us the amounts of proven reserves and avail-

able reserves of natural gas in South America. Available reserves are calculated on the basis of the following formula:  $100\% \cdot \text{proven} + 66\% \cdot \text{probable} + 33\% \cdot \text{possible}$ , which does bring us closer to reality.

We can observe that Brazil has a high development potential for the future, although Venezuela remains by far the main supplier of natural gas resources in South America.

This analysis of natural gas flows is based on an average price for one barrel of oil amounting to US\$25 for the next 20 years, as estimated by the majority of experts. It is evident that a higher price will enable producers to increase exploration efforts, which will exert a direct impact on reserves and will permit the development of less profitable fields. A price that is too high, however, will lead to a drop in natural gas consumption.

| Reserves (BCF) | Proven  | Available |
|----------------|---------|-----------|
| Argentina      | 26,180  | 49,362    |
| Brazil         | 7,980   | 47,421    |
| Bolivia        | 21,000  | 41,979    |
| Chile          | 3,500   | 6,997     |
| Colombia       | 8,400   | 15,358    |
| Ecuador        | 1,443   | 2,877     |
| Paraguay       | 0       | 0         |
| Peru           | 9,500   | 33,521    |
| Uruguay        | 0       | 0         |
| Venezuela      | 147,000 | 216,930   |
| Total          | 288,353 | 565,206   |



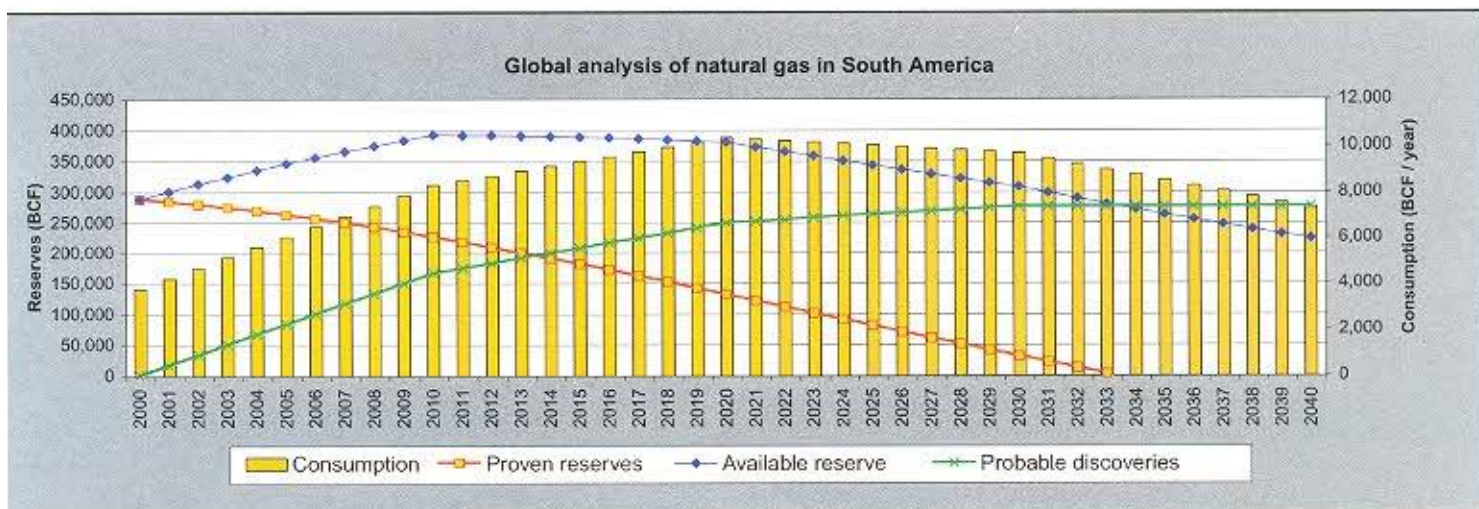


Figure 2

In a market economy, it is extremely difficult to predict short-term price fluctuations of natural gas and impacts on their flow. A good example is provided by the steep rise of natural gas prices in the United States last year, to a record price of US\$8 per million BTU, which was not expected, although its subsequent rapid decline down to the current trading price of US\$2 per million BTU was even more unexpected. It is sometimes easier to make very long-term forecasts, because energy is a basic need that has a relatively logical growth over the long term.

If a more realistic analysis of the situation in South America is conducted, using available forecasting for natural gas consumption and reserves, we will obtain the results indicated in Figure 2. This figure represents a probable consumption model based on proven reserves and probable discoveries.

When considering the growth of consumption, which will be very high in the coming decade, proven reserves (in red) decline rapidly. Probable cumulative discoveries (in green) will enable available reserves to rise. The probable discoveries will tend to stabilize around the year 2030, because the most profitable fields will have already been exploited or will be producing. Therefore, it will be increasingly costly to produce new natural gas fields to compete with other forms of energy.

If annual consumption forecasts remain unchanged as expected by various administrations, it is very likely that the annual average of new discoveries will not end up by being any higher than annual consumption. Therefore, between 2010 and 2020, growth of available gas reserves will be constrained by high consumption.



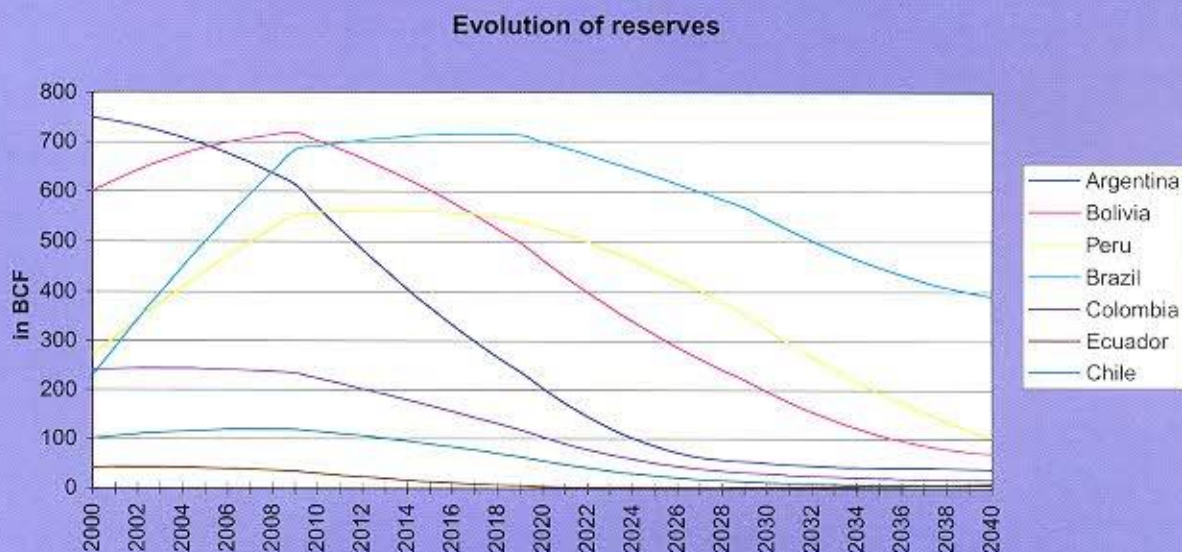
Around 2020, available reserves will begin to decline and various countries will have heavily mortgaged their natural gas reserves, except for Venezuela. Indeed, by then the natural gas reserves of Argentina, Colombia, Ecuador and Chile will be declining.

The cost of developing new deposits in countries characterized by declining reserves could be higher than those of their competitors in Bolivia, Peru and Venezuela. The fact of receiving supplies from other countries and paying higher prices for natural gas because of extra transport costs (assuming these costs are lower than those of developing new deposits) would force certain South American

markets to think of new energy sources. Because of this we are predicting market stabilization during the decade of 2020 and a downward trend for natural gas consumption after 2030, because by then a large part of the thermoelectric stations will have reached the end of their useful life.

The following tables and figures provide a potential scenario of the evolution of natural gas trade in South America for each producing country. We have taken into account the geographical location of producers and consumers, future interconnection projects, market forces and available reserves, in order to determine the potential trade of natural gas.

*“...Around 2020, available reserves will begin to decline and various countries will have heavily mortgaged their natural gas reserves”*





| 2000                 | BCF |
|----------------------|-----|
| Argentina to Brazil  | 35  |
| Argentina to Uruguay | 53  |
| Argentina to Chile   | 273 |
| Bolivia to Brazil    | 105 |

The figure to the right shows the current situation, in which Argentina is a pioneer for natural gas trade in MERCOSUR.



In 2030, Bolivia and Peru will be suppliers on the decline and Venezuela will begin to impose itself as a major supplier in South America.

| 2030                   | BCF |
|------------------------|-----|
| Bolivia to Argentina   | 350 |
| Bolivia to Uruguay     | 86  |
| Bolivia to Chile       | 105 |
| Bolivia to Brazil      | 105 |
| Bolivia to Paraguay    | 49  |
| Peru to Argentina      | 175 |
| Peru to Chile          | 140 |
| Peru to Ecuador        | 238 |
| Venezuela to Panama    | 109 |
| Venezuela to Brazil    | 300 |
| Venezuela to Argentina | 984 |
| Venezuela to Colombia  | 350 |
| Venezuela to Caribbean | 109 |



| 2040                   | BCF |
|------------------------|-----|
| Bolivia to Argentina   | 0   |
| Bolivia to Chile       | 0   |
| Peru to Argentina      | 0   |
| Peru to Chile          | 0   |
| Peru to Ecuador        | 194 |
| Venezuela to Panama    | 109 |
| Venezuela to Brazil    | 280 |
| Venezuela to Argentina | 473 |
| Venezuela to Colombia  | 350 |
| Venezuela to Paraguay  | 18  |
| Venezuela to Uruguay   | 32  |
| Venezuela to Caribbean | 109 |



In 2040, Venezuela will be the indisputable leader of natural gas production in the region. The majority of the countries will continue to produce natural gas basically for their own domestic markets. Only Peru will be able to continue exporting to Ecuador because this market will be too small to justify a connection with Venezuela.



Argentina will always be an exporter, but Bolivia's large reserves and, above all, its strategic geographical location will convert it into the main natural gas exporter in South America around 2010. It is also highly probable that, in the decade of 2010 and afterwards, the Caribbean gas pipeline will come on stream from Venezuela in order to supply the United States, which will be requiring a segment going toward the southeast, in addition to their supply from Alaska and Canada, to consolidate and diversify their supply sources.



| 2010                   | BCF |
|------------------------|-----|
| Argentina to Brazil    | 105 |
| Argentina to Uruguay   | 71  |
| Argentina to Chile     | 140 |
| Argentina to Paraguay  | 49  |
| Colombia to Panama     | 74  |
| Bolivia to Brazil      | 525 |
| Venezuela to Caribbean | 67  |

If Argentina's natural gas reserves decline, the Argentines will keep their production to meet their own domestic needs and will probably stop exporting natural gas. They will have to import from Bolivia to meet their demand. Bolivia will continue to prevail as the main exporter of natural gas in South America. Venezuela, because of its large reserves and extremely low production costs, will be able to make

a major thrust in Brazil. Natural gas from Peru will also find its first opportunities for export to Chile after Argentina withdraws its gas from the export market. In addition, on the basis of our studies, up until 2020, Ecuador will be able to use its own natural gas, but afterwards Peru will be in a better position than Colombia to supply this market.

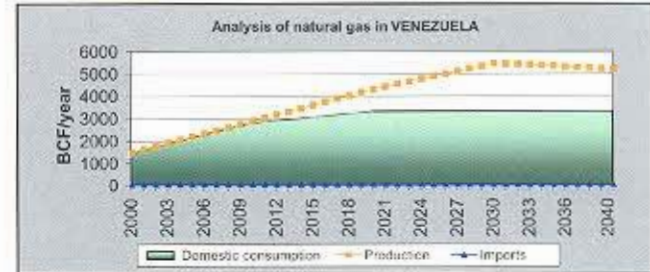
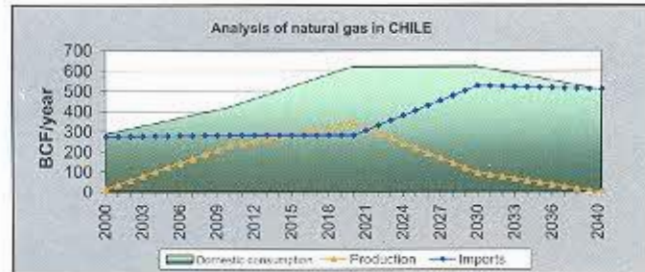
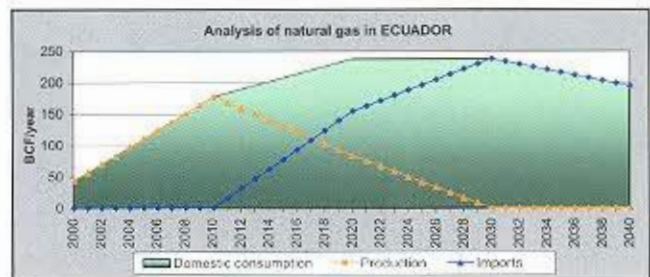
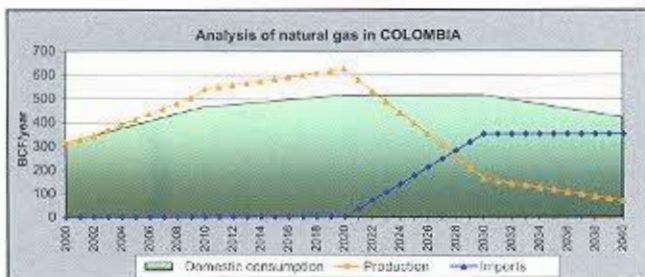
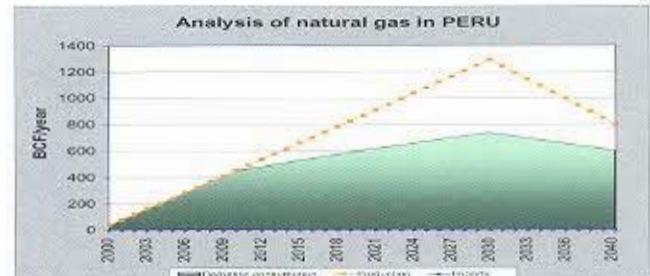
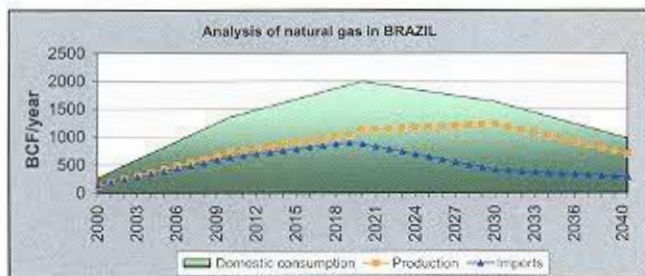
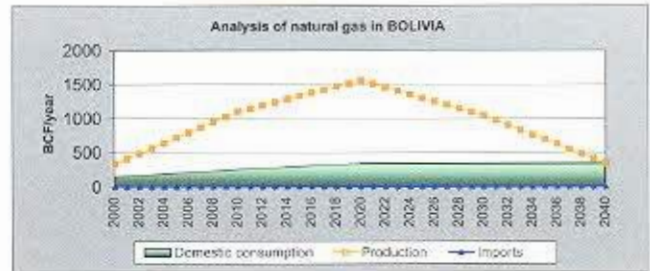
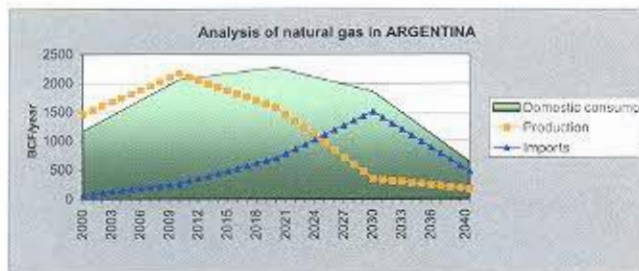
| 2020                   | BCF |
|------------------------|-----|
| Bolivia to Argentina   | 700 |
| Bolivia to Uruguay     | 105 |
| Bolivia to Chile       | 175 |
| Bolivia to Brazil      | 175 |
| Bolivia to Paraguay    | 60  |
| Colombia to Panama     | 109 |
| Peru to Argentina      | 0   |
| Peru to Chile          | 105 |
| Peru to Ecuador        | 154 |
| Venezuela to Brazil    | 700 |
| Venezuela to Caribbean | 89  |



Finally, we are presenting the evolution of natural gas production on the basis of domestic consumption and imports, in order to give you a better idea of the evolution of the situation of each producing country.

The area between the production line and the domestic consumption area in the charts represents the exports.





## Conclusion

Over the next 20 years, natural gas will be the energy pivot of South America. In fact, for promoters thermoelectric stations are the choice option for electric power generation, mainly because of the short lead times and lower installation costs involved. Nevertheless, natural gas reserves, which are limited for certain countries, will force the countries to reappraise their strategic orientation for energy development. After 2020, it would not be surprising to see a forceful return of hydropower

and wind energy in MERCOSUR, providing sound competition to oil and gas in terms of production costs and especially in terms of environmental impacts.

## Acknowledgement

- The author wishes to thank Nuria Bohigas and Francisco Figueroa de la Vega of OLADE for their support in this study.

## \* Author:

- Pierre Thouin has more than 27 years of experience in project management and as energy consultant, especially for the natural gas sector in Canada. He has a master's degree in project management and a wide

range of experience in project planning, assessment and building, feasibility studies, and business development. Of the 20 years he has worked as an international consultant, the last 5 years have been as the expert in charge of analyzing natural gas investments for Hydro Quebec International and private investors. This work has enabled Mr. Thouin to conduct evaluations on strategic planning and emerging technologies, markets, regulatory aspects, and profitability of energy projects, especially in South America. This article was the basis for the presentation made by Mr. Thouin at the International Seminar to Start Up the Activities of OLADE's Forums, held in Quito, Ecuador on September 9-11, 2001.