

# El precio del gas

¿Cuál ha sido el comportamiento del precio del gas natural con respecto a otros países del Cono Sur? ¿Podrá reformarse el esquema de precios del gas y tender a ser considerado un *commodity*?

Éstas son algunas de las preguntas que la redacción de *Petrotecnia* envió a un grupo de empresas productoras y transportadoras de gas natural con el fin de analizar este tema.

Respondieron: José Luis Sureda, vicepresidente de Ventas de Gas de Pan American Energy; Rafael Fernández Morandés, director de Comercialización, Electricidad y otras inversiones de Petrobras Energía; Ernesto López Anadón, director general de Desarrollo y Comercialización de Gas Natural de Repsol YPF; Daniel Ridelener, gerente comercial de Transportadora de Gas del Norte y Jorge García, director comercial de Transportadora de Gas del Sur.

Además, respondió a un cuestionario especialmente enviado a través de nuestra IAPG Houston Section, el director de Análisis Económico de la American Gas Association (AGA), David Shin, que nos permite observar que desde 1990 en Estados Unidos el gas es tratado como un *commodity*.

- 1) ¿Cuál ha sido a su juicio el comportamiento del precio del gas natural en la Argentina con respecto a otros países del Cono Sur?
- 2) Conforme se vaya logrando la integración gasífera ¿cree Ud. que podrá reformarse el esquema de precios del gas y tender a ser considerado un *commodity*?
- 3) ¿Cuáles serían los pasos que deberían darse para que el gas sea considerado un *commodity* y qué beneficios se obtendrían para la sociedad?

## Pan American Energy

José Luis Sureda,  
Vicepresidente de Ventas de Gas

**1** Es muy difícil establecer una comparación porque no hay bases comunes para esto dado que la Argentina es, con mucho, el mercado gasífero más desarrollado del Cono Sur. Lo que está claro es que llega a Chile, por ejemplo, a precios competitivos con los de las energías al-



José Luis Sureda

ternativas. Además, el precio del gas argentino se comercializa con una suerte de “seguro de precio” que permite a los consumidores evitar la típica volatilidad de precios de los productos derivados del petróleo.

Pensando en Bolivia, hoy el precio de exportación a Brasil para gas puesto en Río Grande, es de alrededor de US\$ 1,70 MMBTU.

La intensidad que cobró el proceso de integración gasífera durante la segunda parte de

los noventa no se hubiese podido manifestar si los precios del gas argentino en los mercados no fueran atractivos para éstos, en el largo plazo.

Si comparamos con la Argentina importadora de gas, la relación es aún más favorable para nuestros vecinos: entre 1972 y 1999 importamos algo más de 54 billones de m<sup>3</sup> desde Bolivia a un precio promedio ponderado en frontera de US\$ 2,5 MMBTU. Y hablo de dólares de 1985...

Prefiero no hacer comentarios sobre los actuales precios internos: en el *city gate* Buenos Aires el gas natural en términos de petróleo equivalente vale menos de US\$ 4 el barril.

**2** Si los mercados están dispuestos a aceptar la volatilidad propia de un *commodity*, y los gobiernos a permitir el libre juego de la oferta y la demanda, entonces es posible tender hacia la “comoditización” del recurso. Lo que me pregunto es si realmente queremos que el gas sea un *commodity*.

dity, porque no necesariamente *commodity* y bajo precio son sinónimos. Tampoco resulta en una gestión menos riesgosa del recurso.

**3** Para contestar esto se requiere una mezcla de optimismo con unas gotas de crudeza. Un *commodity* es un bien fungible, transable, resultado de una gran cantidad de interacciones entre oferentes y demandantes. El resultado de todo esto es un bien volátil, que exige de oferentes y demandantes, la toma de riesgos (de todo tipo), y que está sujeto a la inevitable especulación asociada a éstos. Y no estoy denigrando el término especulación, que me parece de una racionalidad absoluta. Sin especuladores no hay mercado de futuros, y sin éstos no hay mitigación de riesgos ni *commodities*.

Una vez reunidos todos los ingredientes que componen el marco jurídico y político necesario para desarrollar un *commodity*, tenemos que pensar en el *hardware*: habrá que invertir algunos billones de dólares en instalaciones de LNG, *peak shaving*, y desarrollar un mercado líquido y transparente para la capacidad ociosa de transporte. Sin posibilidades de almacenar el recurso, ni de movilizarlo libremente, no hay *commodity* que valga.

A esta altura del análisis se me ocurre que, hoy por hoy en la región, pensar en hacer del gas natural un *commodity* es tratar de hacer el segundo gol antes de haber convertido el primero.

Creo que más realista es comenzar por asegurar a nuestros mercados una oferta de gas natural a precios competitivos en el largo plazo, de modo de poder sustentar un proceso de crecimiento económico sobre bases sanas. Y lograr esto sería muy valioso: supondría que nuestros países frente a una crisis, por ejemplo, reprimirían la tendencia a arreglar lo que no está roto. Además de haber aprendido que para crecer hace falta energía, y para obtenerla se requieren cuantiosas inversiones, que sólo llegan cuando hay confianza.

## Petrobras Energía

Rafael Fernández Morandés,  
Director de Comercialización,  
Electricidad y otras inversiones



Rafael  
Fernández Morandés

**1** El precio del gas natural boca de pozo que se comercializó en la Argentina a partir del año 1994, fue de libre negociación entre los productores y sus clientes, en un todo de acuerdo con lo establecido en la ley 24.076 del marco regulatorio del gas natural, permitiendo la expansión de la oferta de gas, de forma de satisfacer las necesidades de la demanda local e iniciando la actividad exportadora a países limítrofes en condiciones competitivas con los de las energías alternativas.

A partir de 2002 con la devaluación del peso y su consiguiente pesificación, el precio del gas natural, con excepción de las exportaciones del gas y las ventas a algunas importantes industrias exportadoras de sus productos, quedó pesificado, trayendo como consecuencia que los valores de venta quedarán en US\$ 0,30 a 0,45 MMBTU, valores éstos que representan la tercera parte del que tenía el mercado antes de la devaluación.

El ENARGAS, organismo que entre otras actividades aprueba a las distribuidoras de gas el *pass-through* del precio productor-distribuidoras-clientes, no autoriza actualmente los precios que libremente pactan productores y distribuidoras de gas, tal como lo establece la ley 24.076, ni siquiera permite la aplicación del CER tal como lo determina la ley 25.561 y el decreto reglamentario 214 del Poder Ejecutivo.

Esta situación trae aparejada una menor inversión en nuevos descubrimientos de reservas de gas, así como la paralización de construcción de nuevos pozos de gas en los actuales yacimientos, lo que provocará en el mediano plazo problemas de abastecimiento de gas, con el consiguiente perjuicio social y económico para el país, que hasta hoy representa el 45% del consumo de energía en el país.

Por otra parte, y de acuerdo con la

situación especial que atraviesa el mercado del gas en la Argentina, en estos momentos no tiene sentido cualquier comparación de precios entre el mercado local con otros precios regionales de gas

en el Cono Sur.

**2** Para ser considerado un *commodity* el gas natural, éste debería poder comercializarse de forma tal de permitir al mercado la libre oferta y demanda del mismo, ya no sólo en el mercado local y regional, sino además en el internacional. Además de esto, deberían existir interconexiones suficientes para evitar “bolsones” de sobre oferta y sobre demanda.

**3** Primero debería desarrollarse una infraestructura de transporte y de almacenaje de gas natural que permita comunicar la totalidad de la oferta con todos los mercados en el ámbito local y regional.

Respecto del mercado internacional, deberían reducirse los costos de la tecnología que permite la licuefacción del gas natural y su exportación, a fin de permitir entrar a precios competitivos en el exterior.

Además, debe darse que en todo momento los gobiernos permitan el libre juego de la oferta y la demanda, no poniendo trabas en tiempo y forma a las operaciones, fundamentalmente a las de exportación y clientes regulados.

Respecto de los beneficios, habrá que considerar que de ser el gas natural un *commodity*, éste tendría un precio que sería transparente para la sociedad, atento a que el precio del mismo será un valor que tendrá en cuenta la oferta y la demanda, no sólo local, sino regional e internacional y que además tendría relación directa con el precio de los combustibles sustitutos.

Finalmente, habrá que tener en cuenta que habrá regiones que tendrán aumentos significativos de precios mientras que otras experimentarían lo contrario.

## Repsol YPF

Ernesto López Anadón,  
Director General de Desarrollo y  
Comercialización de Gas Natural



Ernesto López Anadón

do, el gas natural siga siendo un recurso abundante que pueda abastecer tanto al mercado interno como a los de exportación mientras se repone lo que se produce.

**1** El precio del gas en la Argentina se ha encontrado siempre entre los más competitivos, no digamos solamente del Cono Sur, sino también del mundo entero. Hoy en los Estados Unidos el mercado dicta un valor superior a los US\$ 5 MMBTU. Puede decirse que hay mucho de coyuntural en esa cifra, pero aun tomando como referencia a un año más “normal” como 2002, observamos precios en boca de pozo de US\$ 2,7 en las áreas productoras de los Estados Unidos y el Mar del Norte, 1,7 en Brasil, ó 1,6 para el gas boliviano.

Claro que para tener ventajas frente a otros países en la utilización de gas, este combustible debe ser abundante. Para ello es condición necesaria asegurar una continuidad legal junto con rentabilidad suficiente para que sea posible realizar las inversiones en exploración y desarrollo de los yacimientos, así como en infraestructura que lo acerque hacia los centros de consumo. Valga el ejemplo de Venezuela, que pese a poseer reservas probadas de 146 Tcf (cinco veces y media las argentinas), las magras condiciones legales y económicas para la inversión han postergado tanto a su desarrollo gasífero como a los proyectos de exportación mediante GNL que fueron desplazados por la vecina Trinidad.

En la Argentina sucedió algo similar hasta que a comienzos de los 90 se reestructuró a la industria con lo que el gas adquirió un valor económico, a partir de lo cual la producción reaccionó duplicándose y las reservas aumentando más de 30%.

Es claro que actualmente, y luego de los eventos del año pasado, el problema reside en que a este precio del gas no es rentable explorar ni desarrollar reservas. Es urgente una recomposición de precios en boca de pozo si queremos que además de ser competitivo, como siempre lo ha si-

**2 3** El proceso de “comoditización” del gas está avanzando rápidamente, y las interconexiones por medio de gasoductos son solamente una parte de él.

El crecimiento de los mercados de Chile y Uruguay y la introducción del gas en la matriz energética brasileña son también claves para el surgimiento y consolidación de mercado de gas globalizado.

La profundización de esta tendencia ciertamente llevará a que los flujos de gas entre los países superavitarios y deficitarios se vuelvan cada vez más amplios, con lo que los precios locales del gas irán desapareciendo y conformándose un genuino mercado internacional.

Pero las nuevas oportunidades de exportación que brinda este escenario solamente podrán ser aprovechadas por aquellos países cuyos productores tengan acceso a precios lógicos y remunerativos que hagan posible a la inversión en exploración y desarrollo, lo cual es uno de los grandes aspectos para solucionar en la Argentina.

## Transportadora de Gas del Norte

Daniel Ridelener,  
Gerente Comercial

**1** Luego de la desregulación del precio del gas en 1994, el mercado argentino necesitó unos tres años para llegar a un equilibrio de precios de cuenca que reflejara el *city gate* de los centros más importantes de consumo.

En los albores de la integración ga-



Daniel Ridelener

sífera, por el año 1997, se creía que una fuerte interacción del mercado brasileño, como nuevo centro gravitante de demanda, con los centros productores del norte de Argentina y Bolivia, iba a traer aparejado un nuevo equilibrio de precios, alineado con los combustibles sustitutos en Brasil.

Hasta ahora esto no ha ocurrido, básicamente por el retraso en el desarrollo de gasoductos de interconexión.

Luego de la devaluación y congelamiento de las tarifas surge un nuevo problema, el profundo desequilibrio entre el gas natural y sus sustitutos y entre el gas en la Argentina y en países vecinos.

**2** Un producto para ser considerado un *commodity* debe reunir una serie de condiciones como la de ser transable, transportable y almacenable, y que tenga un mercado dinámico. Por sus características físicas el transporte y almacenamiento de gas natural es poco flexible y costoso. En la medida en que los mercados se expandan, la infraestructura de integración entre países crezca y el GNL baje a precios comparables con los del gas natural, éste podrá llegar a comportarse como un *commodity*.

## Transportadora de Gas del Sur

Jorge García,  
Director Comercial

**1** A raíz de la devaluación ocurrida en la Argentina, a principios de 2002, la ley 25.561 y el decreto reglamentario 214 del PEN dispuso entre otras cosas la pesificación de las tarifas de los servicios públicos y en particular las tarifas de gas natural. Por consiguiente, el impacto en el precio del gas natural en boca de pozo y en la energía eléctrica (para los generadores de electricidad) los convirtió en los energéticos más golpeados por la devaluación y sus consecuencias.

Si bien el Enargas



Jorge García



## Estados Unidos y el gas como un commodity *Natural gas as a commodity in the United States*



David Shin

Por David Shin, Director de Análisis Económico de la American Gas Association (AGA)  
*Director of Economic Analysis for the American Gas Association*

• Dadas las características intrínsecas del gas natural ¿cree Ud. que en un futuro podrá ser considerado un commodity? / *Given its intrinsic characteristics, do you think that in the future natural gas could become a commodity?*

En los Estados Unidos, el gas natural ha sido tratado como *commodity* desde 1990. En ese año los contratos a futuros de gas natural comenzaron a comercializarse en el New York Mercantile Exchange, conocido como NYMEX.

*Natural gas has been treated as a commodity in the United States since 1990. In that year, futures contracts for natural gas began trading on the New York Mercantile Exchange, better known as NYMEX.*

• ¿Qué pasos debieron cumplirse para que esto suceda? / *What it should happen for that to occur?*

Previamente el precio al por mayor del gas natural lo establecía el gobierno, a menudo a precios que no le daban a las compañías el incentivo adecuado para explorarlo y producirlo. A mediados de la década de 1980 el Congreso de los EE.UU. decidió eliminar los controles de precios federales y dejar que la oferta y la demanda del mercado fije los precios al por mayor del gas natural como comercialización competitiva de un *commodity*.

*Previously, the wholesale price of natural gas had been set by government officials, often at a price that did not give production companies an adequate incentive to find and produce it. The U.S. Congress decided in the mid-1980s to remove federal price controls, and to let market forces of supply and demand set the wholesale price of natural gas as a competitively-traded commodity.*

• ¿Qué beneficios le brinda a la sociedad que el gas natural sea tratado como un commodity? / *What benefits to society would derive from natural gas as a commodity?*

Los 64 millones de clientes que utilizan el gas natural (incluyendo hogares, escuelas, negocios, fábricas y plantas de energía eléctrica) se han beneficiado por el mercado competitivo del gas natural. A raíz de la mayor producción, la expansión del sistema de gasoductos y el desarrollo de nuevas tecnologías, los clientes pudieron utilizarlo más eficientemente que antes.

Los 64 millones de clientes (además) se ahorraron aproximadamente US\$ 25 mil millones entre los años 1985 y 2000 debido a que el precio promedio de gas natural a domicilio cayó de US\$ 6,25 a US\$ 5,11 por 1.000 pies cúbico durante ese mismo período (esto está basado en un promedio anual de consumo de 19,8 trillones de pies cúbicos). Si bien es difícil cuantificarlo, hubo ahorros adicionales debido al incremento en la eficiencia en la red de gasoductos, informatización y otras mejoras.

*The 64 million customers who use natural gas (including homes, schools, businesses, manufacturers, and electric-power plants) have benefited from a competitive market for natural gas through greater production, an expanded pipeline system and development of new technologies that help customers use natural gas even more efficiently than before America's 64 million natural gas customers saved approximately \$25 billion between 1985 - 2000, because the average delivered (retail) price of natural gas fell from \$6.35 per thousand cubic feet to \$5.11 per thousand cubic feet during those years (based on an average annual consumption of 19.8 trillion cubic feet). Additional savings have been made, but are hard to quantify, due to increased efficiency in pipeline networks, computerization and other improvements.*

Esta nota fue posible gracias a la colaboración de la IAPG Houston Section

no regula directamente el precio del gas en boca de pozo, la pesificación de las tarifas de las licenciatarias de gas del país impidió el traslado de cualquier aumento de precio a los usuarios. Los precios del gas en boca de pozo quedaron virtualmente congelados para las ocho distribuidoras, que juntas constituyen los mayores compradores de gas en el país, y principales interesados en disponer del mismo en los días más fríos del invierno.

En cambio, para el resto de los compradores, usinas, industrias y comercializadores operaron libremente las leyes de la oferta y la demanda,

aun en un mercado saturado, regionalmente confinado y con escasas o nulas oportunidades de aumento de las exportaciones a países vecinos (estas últimas dos características que imposibilitan la "comoditización" del producto).

Dentro de este contexto, y como resultado de la libre renegociación de los contratos de compra venta de gas se pactaron nuevos precios que según cada caso admitieron en mayor o menor medida una recuperación parcial del precio del gas originalmente denominado en dólares.

Así se recuperaron, principalmen-

te, aquellos contratos orientados a abastecer clientes con productos o insumos de exportación o vendidos a mercados dolarizados. A su vez éstos requerían garantías en el abastecimiento de gas para el mediano/largo plazo o la no-interrupción del servicio durante los períodos invernales.

La crisis en la que se vio envuelta la economía argentina durante los últimos dos años resta sentido a cualquier comparación con el resto del Cono Sur en el precio del gas. De todas maneras, cabe destacar que en los puntos donde hay vínculos regionales el precio del gas argentino se mantu-

vo para contratos nuevos en los valores históricos, denominados en dólares, compitiendo con combustibles alternativos en los países de destino.

**2** La consolidación de la integración gasífera puede contribuir a la reformulación parcial del precio del gas a nivel regional tan sólo en el largo plazo, o sea si se desarrollan mercados alternativos en la región para las distintas fuentes de oferta. En consecuencia, esto sólo puede lograrse con el desarrollo de una infraestructura de transporte de gas que comunique las fuentes de oferta con los distintos mercados.

Sin embargo, la tendencia a la “comoditización” no cuenta con espacio en tanto no exista un mercado ágil y dinámico que encuentre colocación cada metro cúbico de gas que se vaya haciendo disponible. Esto raramente podrá lograrse sin el establecimiento

de vínculos fuertes de comercialización de gas con otras regiones fuera del Cono Sur.

**3** Esencialmente, para que el gas pueda ser considerado un *commodity* debe verificarse la existencia de un precio único de equilibrio entre la oferta y la demanda en cualquier momento y lugar.

Para esto deben darse las siguientes condiciones:

a) La oferta debe estar físicamente comunicada con uno o más mercados alternativos y/o la demanda debe estar comunicada con una o más fuentes de oferta alternativas, siendo dicha infraestructura de acceso relativamente abierto a todo aquel que quiera utilizarla. Esto al menos debe ir dándose en el largo plazo al momento de tomarse las decisiones de desarrollo de nuevos yacimientos.

b) Las políticas energéticas de los principales países y/o regiones productoras/demandantes de gas deben contribuir a la determinación de precios competitivos sin normativas que condicionen su acceso.

La “comoditización” del precio del gas puede redundar en un único beneficio tangible para la sociedad: en la transparencia de su determinación. En este sentido, el precio tenderá a ser un precio justo a nivel global fruto de inversiones en desarrollo de yacimientos e infraestructura de transporte. En términos regionales, habrá mercados que experimenten aumentos significativos de precio mientras que otras sufran todo lo contrario.

En conclusión, se romperían equilibrios estables de precios en distintas regiones donde confluyen ofertas y demandas confinadas regionalmente. ■■■