EL COMERCIO INTERNACIONAL DEL GAS NATURAL

Rafael A. Valdez Zegarra
Doctorante en Ciencias Económicas
Magíster en Educación Superior
Master en Administración de Empresas
Lic. en Administración de Empresas
Ingeniero en Petróleos
Docente de Universidad Católica Boliviana
Ex Coordinador Regional Vicepresidencia
de Negociaciones y Contratos YPFB
Ex Gerente Planificación SEMAPA
Ex Gerente Seguridad Industrial y Control Ambiental YPFB
Ex Director de Recursos Humanos YPFB
Ex Director Carrera Administración de Empresas UCB
Ex Director Administrativo y Financiero Universidad Simón I. Patiño

El sostenido crecimiento del consumo de Gas Natural en el mundo como energía primaria en la última década con registros promedio del 2%; es superado por los países latinoamericanos que alcanzan un crecimiento promedio del 5,1% esto revela que los mercados energéticos de la región en particular Argentina, Brasil, Bolivia y Chile son los que presentan el mayor dinamismo a nivel mundial con una proyección en la serie 2002-2020 de 154%

Este escenario puede ser calificado aún de conservador si asumimos como premisas propiciadoras de efectos incrementales los siguientes aspectos:

Los niveles de precio internacional del petróleo que en el presente año sobrepasaron toda expectativa pronosticada que no superaba el 50% el precio actual que hoy se aproximan a 70 $us/Bbl, la comercialización del Gas Natural debe estar en todo caso referenciada a el inventario de las siguientes características propias de cada país.

- Volumen de las reservas
- Volumen de la producción
- Destino(s) de la producción
- Distribución física
- Análisis de la comercialización y factores limitantes precios
- Exportaciones e importaciones

Según Cedigaz, solamente el 26,3% de la producción comercializada fue objeto de intercambios internacionales. El comercio por buques de GNL (gas natural licuado) representó el 21% del comercio internacional de gas. El bajo porcentaje de intercambios internacionales se debe principalmente a los altos costes de transporte. Transportar gas natural es complejo y requiere inversiones altas, mientras que la mayoría de las reservas están lejos de los centros de consumo. Igualmente, la construcción y la gestión de los gasoductos crean problemas legales y logísticos.

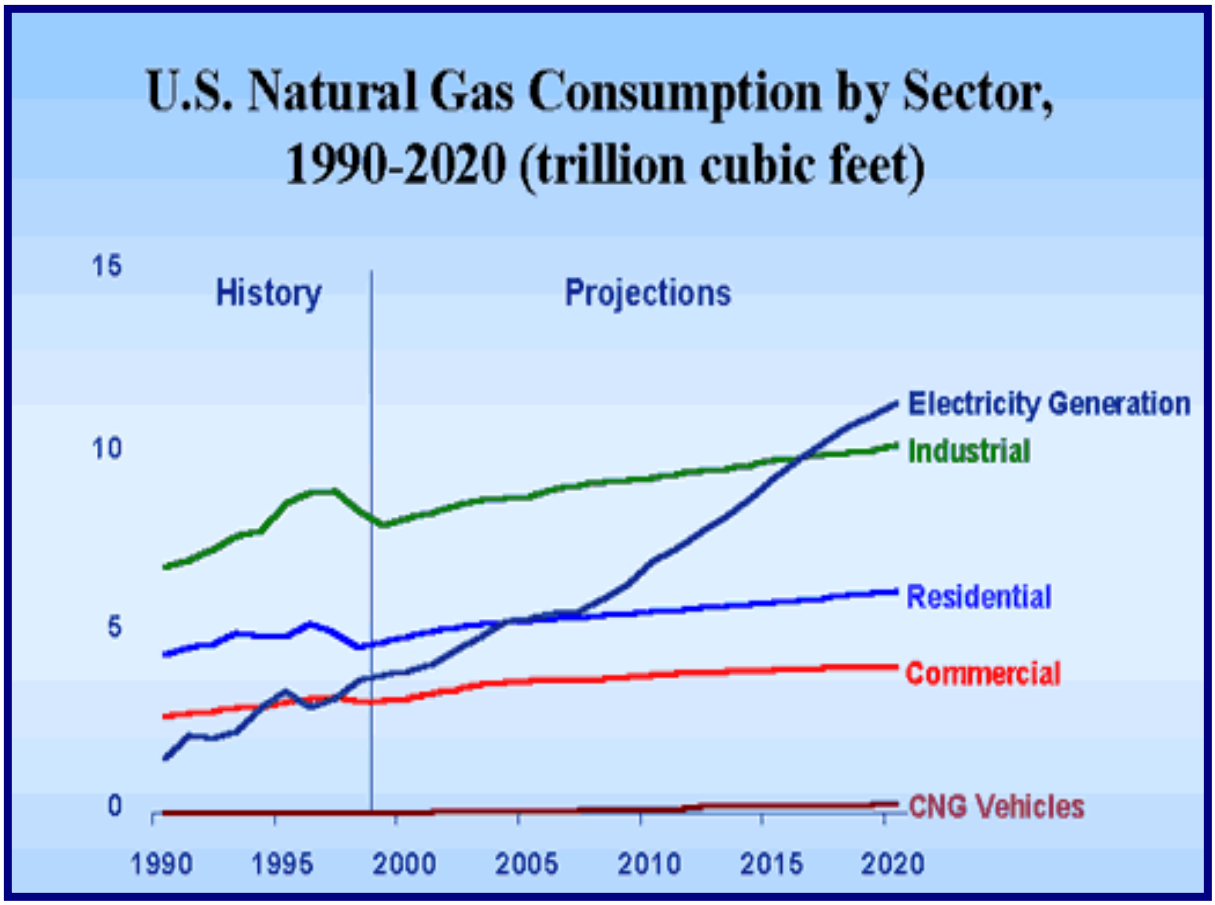
En el 2000 los principales países exportadores por gasoducto fueron la Federación de Rusia, Canadá, Noruega, los Países Bajos, Argelia y el Reino Unido. La primera zona de importación por gasoducto, independientemente de los Estados Unidos que absorbió todas las exportaciones canadienses, fue Europa

La mayor parte del comercio internacional de GNL fue realizado por las regiones Asia-Pacífico, siendo los principales países exportadores Indonesia, Malasia y Australia y siendo Japón el principal país importador. Argelia y Qatar son igualmente importantes exportadores de GNL. Este flujo puede apreciarse en la siguiente tabla:

	País	**Importación (m^3)**	**Fecha**
—	Mundo	957,600,000,000	2007
1	Estados Unidos	130.300.000.000	2007 est
2	Japón	95620000000	2007 est
3	Alemania	88350000000	2007 est
4	Italia	73950000000	2007 est
5	Rusia	68200000000	2007 est
6	Ucrania	65400000000	2007 est
7	Francia	42900000000	2007 est
8	Turquía	35830000000	2007 est
9	España	34470000000	2007 est
10	Corea del Sur	34400000000	2007 est
11	Reino Unido	29200000000	2007 est
12	Países Bajos	25730000000	2007 est
13	Bielorrusia	21600000000	2007 est
14	Bélgica	17340000000	2007 est
15	Canadá	13200000000	2007 est
16	México	11.690.000.000	2007 est
-	Taiwán	10900000000	2007
17	Kazajistán	10800000000	2007 est
18	Hungría	10450000000	2007 est
19	Polonia	10120000000	2007 est
20	Brasil	10.000.000.000	2007

El comportamiento del mercado del gas natural puede ser reconocido en la siguiente grafica que muestra la tendencia que tendrá el consumo del Gas Natural en el mundo en las próximas décadas , incluyendo los diferentes destino o usos , como son la generación eléctrica, la industrialización , el uso comercial , domestico y su utilización como combustible en los vehículos.

Alcanzando de acuerdo a proyecciones estimadas superar al consumo del petróleo el año 2030.



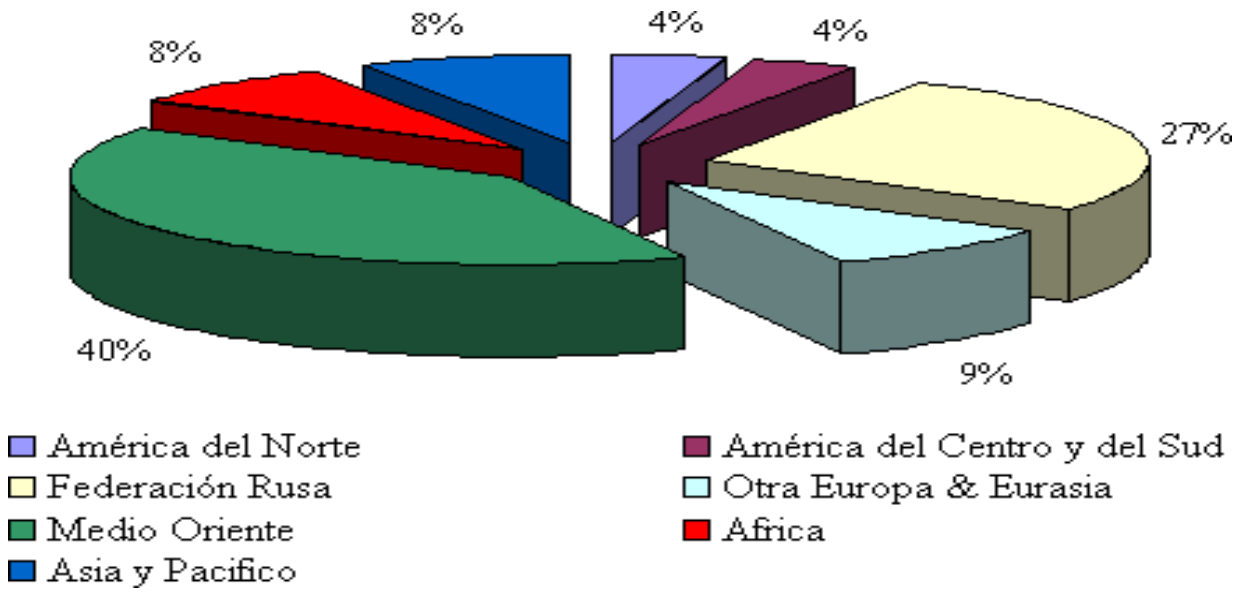
En la región la diversificación de las matrices energéticas de nuestros países ha permitido que se mejore el índice de penetración del gas Natural cuya demanda se podrá equilibrar debido a los descubrimientos de grandes reservas y el desarrollo de la infraestructura de transporte todo este dinamismo en el sector se expresa en la variación de la participación del Gas Natural en la Matriz energética que del 18% en 1990 subió a 20% en 2000 lo cual permite comparar estos mercados con los más maduros del planeta y significará que el 2020 el Gas Natural alcanzaría una participación del 26% punto en el cual se aproximaría en mucho al petróleo, aún quedando la proyección para el 2030 momento en el que el Gas Natural superaría al petróleo en su participación .

Volumen de las reservas

De esta manera es necesario establecer las características que tiene este sector inicialmente respecto a la reservas tanto probadas, probables, como posibles, las primeras se refieren a los volúmenes de hidrocarburos cuyo análisis geológico y de ingeniería demuestra con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables en años futuros, bajo condiciones actuales tanto económicas, métodos operacionales aplicados y las regulaciones gubernamentales vigentes. En cambio las reservas probables son aquellas donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son mas factibles de ser comercialmente recuperables que de no serlo. Si se emplean métodos probabilísticas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 % de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas mas probables.

Por otro lado las reservas posibles, son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables.

El panorama mundial de las reservas por áreas geográficas muestra el siguiente detalle:



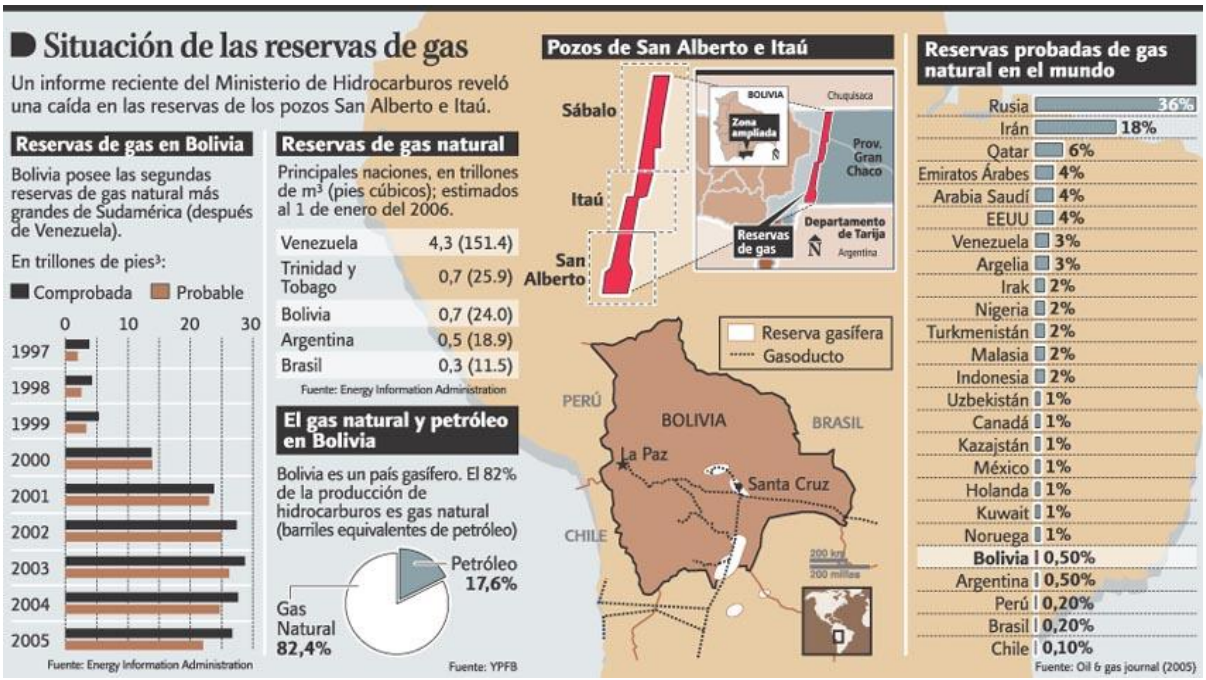
Fuente: Secretariado de la UNCTAD según datos de BP Amoco, Statistical Review of World Energy 2007

Las mayores reservas mundiales se encuentran en la antigua Unión soviética, con el 38% del total mundial. Junto con el Medio Oriente, que representa el 35% de las reservas mundiales, suponen aproximadamente las tres cuartas partes de las reservas mundiales de gas natural.

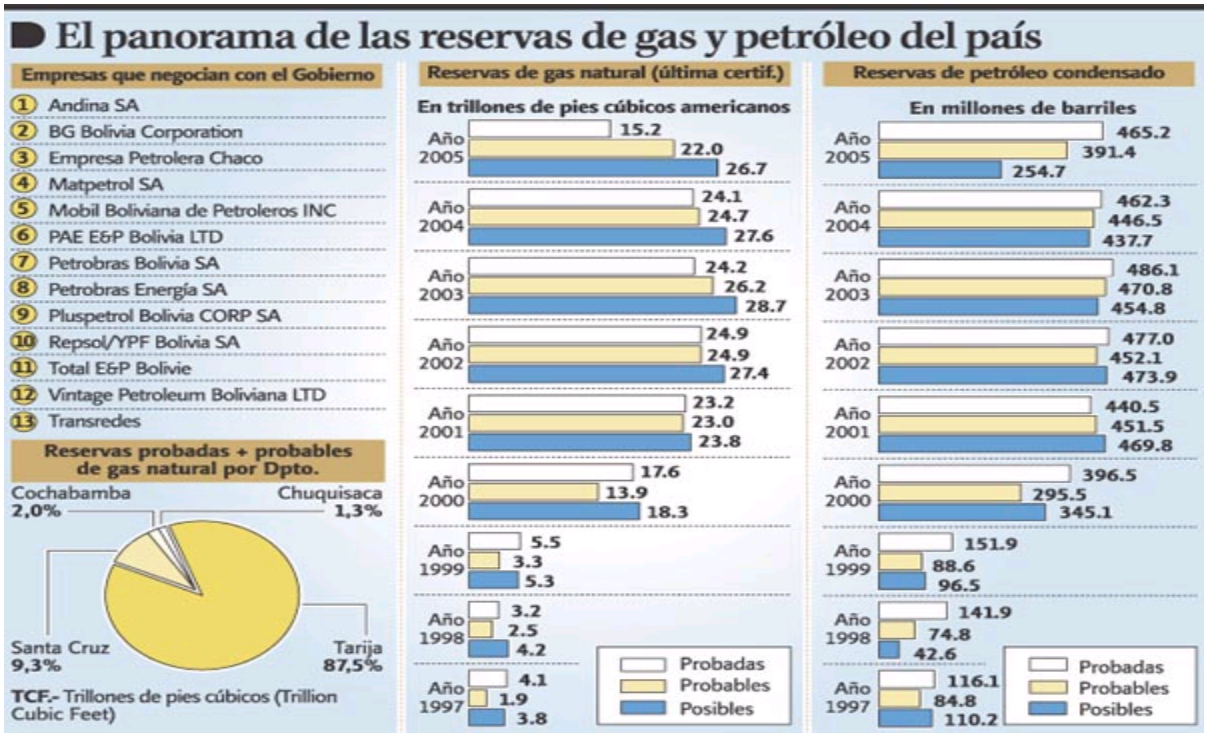
Las reservas mundiales de gas natural se han multiplicado por dos en el transcurso de los últimos veinte años para alcanzar en el 2008, los 175,4 trillones de metros cúbicos.

El ratio mundial de reservas de gas natural respecto a la producción a niveles actuales esta entre 60 y 70 años. Esto representa el tiempo que las reservas existentes durarían si se mantuvieran los actuales niveles de producción.

Una relación comparativa de nuestra región y del país nos muestra con una débil presencia a nivel mundial, pero en el ámbito regional ocupamos el segundo lugar con datos a la última certificación realizada por la firma Degolyer & Mc Naughton a enero del 2005.



El desempeño del sector en el periodo 1997- 2005, respecto al descubrimiento e incorporación de nuevos volúmenes de hidrocarburos asociados a los programas de exploración y desarrollo de campos se muestra en el cuadro siguiente:



Volumen de la producción

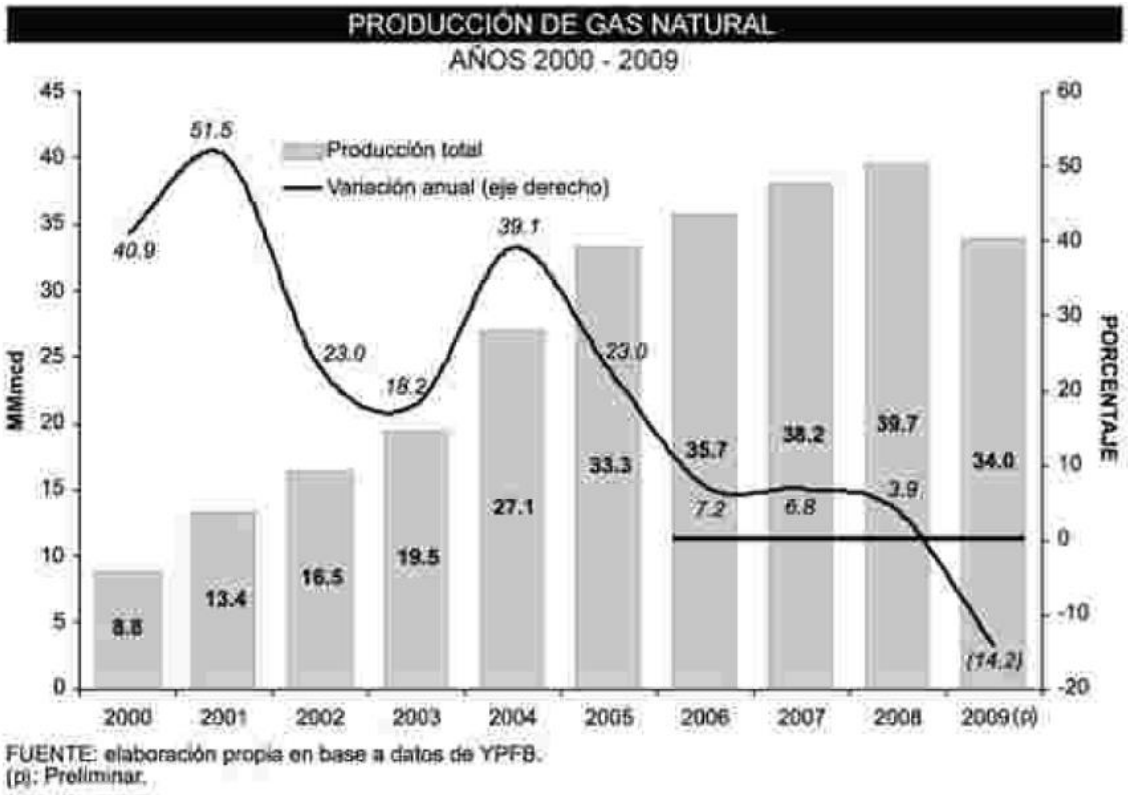
El segundo aspecto considerado en este trabajo se refiere a los volúmenes que se producen en cada uno de los países que forman el mercado internacional del Gas Natural, durante el año 2007 los principales países productores fueron Estados Unidos y la Federación de Rusia con, respectivamente, el 22,9 % y el 22,5 % de la producción mundial. Otros países como Canadá, Reino Unido, Argelia, Indonesia, Irán, los Países Bajos, Noruega y Uzbekistán presentan también importantes niveles de producción. Estos 10 países representan el 86% de la producción total de gas natural en el 2007. América del Norte y la antigua Unión soviética representan el 59% de la producción mundial.

En el 2007 la producción mundial total alcanzó los 3021,3 miles de millones de metros cúbicos, lo que representa un crecimiento del 4,3% con respecto al año anterior. Este crecimiento es sensiblemente superior al crecimiento medio anual durante el período 1990-2000.

Se espera un crecimiento de la producción mundial de gas natural como consecuencia de la planificación de proyectos de exploración y de expansión en respuesta a las previsiones de crecimiento de la demanda.

	País	Producción (m^3)	Fecha
—	**Mundo**	**3,021,000,000,000**	**2007**
1	Rusia	654.000.000.000	2007
2	Estados Unidos	545900000000	2007
-	Unión Europea	197800000000	2007
3	Canadá	187000000000	2007
4	Irán	111900000000	2007
5	Noruega	99300000000	2008
6	Argelia	85700000000	2007
7	Países Bajos	76330000000	2007
8	Arabia Saudita	75900000000	2007
9	India	72300000000	2007
10	China	69270000000	2007
11	Turkmenistán	68880000000	2007
12	Uzbekistán	65190000000	2007
13	Malasia	64500000000	2007
14	Qatar	59800000000	2007
15	Indonesia	56000000000	2007
16	México	55980000000	2007
17	Emiratos Árabes	48790000000	2006
18	Egipto	47.500.000.000	2007
19	Argentina	44800000000	2007
20	Australia	43620000000	2007
21	Trinidad y Tobago	39000000000	2007
22	Nigeria	34100000000	2007
23	Pakistán	31700000000	2007
24	Reino Unido	30800000000	2007
25	Kazajistán	27880000000	2007
26	Venezuela	26500000000	2007
27	Tailandia	25400000000	2007
28	Omán	24100000000	2007
29	Ucrania	21050000000	2008
30	Alemania	17960000000	2007
31	Bangladesh	15700000000	2007
32	Iraq	15660000000	2008
33	Libia	14800000000	2006
34	Bolivia	14.700.000.000	2007

Como puede ser observado nuestro país ocupaba el puesto 34 en la producción de Gas natural durante el año 2007



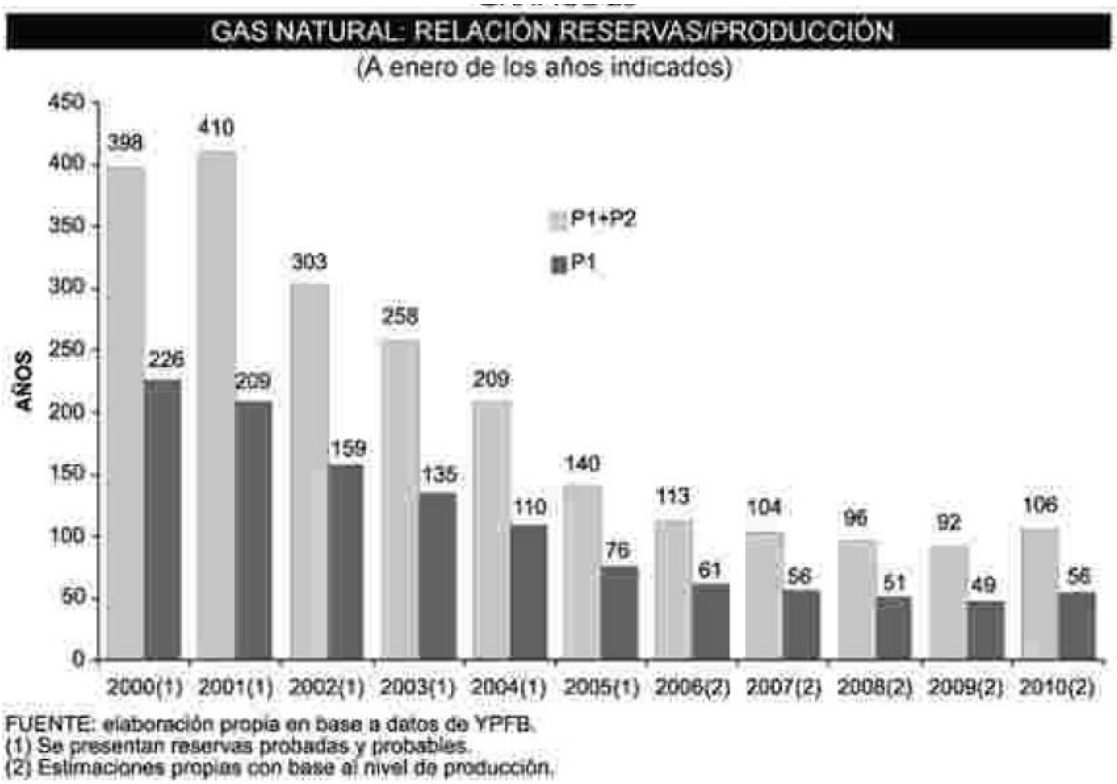
FUENTE: elaboración propia en base a datos de YPFB.
(p): Preliminar.

La producción de gas natural alcanzada a mayo de 2010 no ha sido suficiente para compensar la fuerte declinación en la producción de líquidos de los campos antiguos, primordialmente de condensado, de los que ésta aún depende, por su asociación, esa tendencia tiene serias implicaciones sobre las actuales perspectivas del país de recuperar, por lo menos en lo que se refiere al corto plazo, la autosuficiencia en líquidos que se perdió ya en 2008.

Dado el actual contenido de líquidos en la producción nacional de hidrocarburos, de 14,1% del total, Bolivia requeriría incrementar su producción de gas natural hasta los 48,1 MMmcd simplemente para recuperar los 50.756 Bbld de producción alcanzados en 2005. Ello implicaría un incremento de 6,0 MMmcd o 14,4% sobre el máximo anual de producción de gas natural de 42,0 MMmcd alcanzado en 2008,

Pero lo mas preocupante en el ámbito de la exportación y el abastecimiento interno del gas natural es la paulatina declinación en los volúmenes producidos tal como se puede constatar en la gráfica anterior , de cumplirse los compromisos efectivizados por contratos de venta de gas con Brasil, Argentina y el consumo en las cantidades comprometidas .

Contrato GSA 30 MMmcd, Contrato con ENARSA 16 MMmcd Cuibá 2,5 Mmcd y el consumo interno de 6Mmcd totalizan 54,5 MMmcd que frente a la producción reportada en mayo 2010 de 43,2 MMmcd nos muestra un déficit alarmante con la consecuente incapacidad de poder cumplir la entrega de los volúmenes comprometidos tanto para la exportación como para el mercado interno.



FUENTE: elaboración propia en base a datos de YPFB.
(1) Se presentan reservas probadas y probables.
(2) Estimaciones propias con base al nivel de producción.

Destinos de la producción

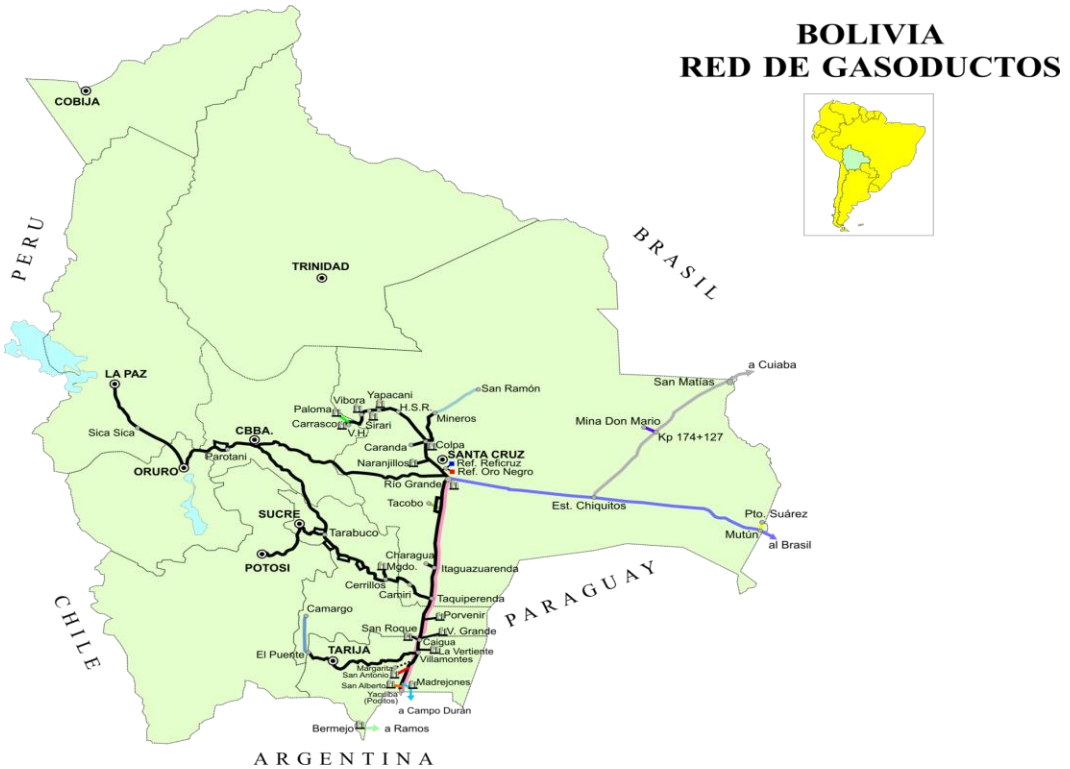
Como ya fue descrito en el acápite anterior el destino del gas natural en nuestro país comprende dos grandes destinos, la exportación y el mercado interno el siguiente grafico nos muestra esta situación durante el año 2005.

FLUJO DE GAS
MES - 2005
MM PCD

Inyección por Empresa		Exportación		Mercado Interno		
ANDINA	181,98	Exportación al Brasil		**Distribuidoras Gas por Redes:**		**61,97**
BRITISH GAS	60,43	- Por San Matías (GOB):	38,32	CBBA	EMCOGAS	19,49
CHACO	104,31	- Por Mutún (GTB):	799,13	CHU	EMDIGAS	2,07
DONG WON	0,00			TJA	EMTAGAS - TJA	2,77
MAXUS	68,93	Otros	-2,91	TJA	EMTAGAS - BJO	0,15
PETROBRAS	737,85	Exportación a la Argentina		TJA	EMTAGAS - VMT	0,05
PETROBRAS ENERGIA	35,95	- Por Bermejo:	0,00	TJA	EMTAGAS - YAC	0,27
PLUSPETROL	2,73	- Por Madrejones:	1,07	SCZ	SERGAS	21,56
VINTAGE	19,00	- Por Pocitos:	191,50	LPZ	YPFB - LPZ	11,50
				OR	YPFB - ORU	3,27
				POT	YPFB - POT	0,84
				Refinerías:		**8,95**
				CHU	REF. C. MONTENEGRO	0,00
				SCZ	REF. G. ELDER	3,25
				CBBA	REF. G. VILLARROEL	5,40
				SCZ	REF. ORO NEGRO	0,17
				SCZ	REF. REFICRUZ	0,12
				Generación Eléctrica		**87,61**
				C. Directo		**6,65**
				C. Propio Gasoductos		**11,66**
				C. Propio Oleoductos		**1,74**
				C . Propio (J.V. Chaco/Andina)		**5,34**
				Venteos		**0,16**

NYECCION TOTAL: 1.211,18 EXPORTACION TOTAL: 1.030,02 CONSUMO MERCADO INTERNO: 184,07

Distribución física



Análisis de la comercialización y factores limitantes precios

Como consecuencia del porcentaje reducido de gas natural intercambiado en relación con el gas producido, no existe un verdadero mercado global, sino más bien mercados regionales, que poseen diferentes niveles de organización, de madurez y de estructuras del mercado.

Los principales mercados son América del Norte, Europa Occidental y la antigua Unión Soviética. Otros mercados regionales, como el Latinoamericano y el de los países de la región Asia- Pacífico, adquieren cada vez más importancia.

La demanda proveniente de África, del Sudeste Asiático y de China es satisfecha, en su mayor parte, por fuentes internas o regionales. El Medio Oriente es sobre todo una región productora.

La industria del gas natural es un vasto sector, concentrado e intensivo en capital. Debido al estrecho lazo que existe entre la exploración y la producción del gas natural y del petróleo, las compañías petroleras son igualmente las principales empresas implicadas en el sector del gas natural.

Sin embargo, el transporte y la distribución del gas se asemejan más al sector del transporte y distribución de electricidad.

Tradicionalmente, en un mercado de gas natural fuertemente regulado, las compañías productoras, exploraban y producían el gas que luego era vendido a las empresas que se encargaban del transporte hasta las compañías locales de distribución.

La estructura de los mercados del gas natural a nivel mundial esta compuesta por compañías se encargan a su vez de hacer llegar los consumidores finales. La industria estaba generalmente verticalmente integrada y el gas natural y los servicios de transporte se proporcionaban conjuntamente a los usuarios finales.

La industria del gas natural era considerada como un monopolio natural, dominado por empresas del Estado. No obstante, la liberalización de los mercados de gas natural está cambiando esta situación en muchos países.

Mediante un proceso de separación de la oferta de gas natural de los servicios de transporte, ampliando las posibilidades de los consumidores. Las compañías de transporte o los gasoductos son cada día más independientes

Características de los Contratos

Existen dos grandes modalidades los contratos SPOT Y A CORTO PLAZO por otro lado los contratos a LARGO PLAZO, los primeros en los 90, se referían a volúmenes adicionales para hacer frente a los picos de la demanda. Eran suministrados por las fuentes con contratos a l.p. Actualmente, se ha incrementado su número pero está limitado por el número de buques metaneros y por las cláusulas de exclusividad de mercado en los contratos a l.p. son el gran

aliado para la creación de un mercado global, competitivo e independiente a otras fuentes de energía.

Son los contratos típicos del sector gasista aparecen para garantizar, tanto al vendedor como al comprador, la rentabilidad de las inversiones acometidas, así como para conseguir la financiación de las ventas futuras, actualmente, si no se utilizan herramientas adecuadas – mercados secundarios de gas o leyes anti-exclusividad- se puede limitar la entrada de nuevos actores en el mercado y la competitividad.

Cláusulas de los Contratos a Largo Plazo

- Partes
- Definiciones
- Comienzo y Duración
- Cantidades Contratadas
- Cláusulas "Take or Pay"
- Transferencia de Titularidad y Riesgo
- Precio
- Impuestos
- Calidad
- Medidas y Ensayos
- Facturación y Pagos
- Transporte
- Ley aplicable
- Establecimiento de Litigio
- Fuerza Mayor
- Confidencialidad
- Asignación, Comisión
- Intercambio de Información
- Avisos y Notificaciones

Precios

El mercado internacional de gas natural se compone de diferentes mercados regionales por lo que no es posible hablar de un mercado mundial para este producto. Aunque exista una tendencia hacia una cierta liberalización del mercado en todo el mundo, éste sigue estando muy regulado en muchas regiones.

En América de Norte, por ejemplo, donde el mercado está altamente liberalizado, los precios son muy competitivos y fluctúan en función de la oferta y la demanda. Tras la apertura del mercado a la competencia, los precios disminuyeron significativamente.

Por el contrario, en el seno de la Federación de Rusia, donde existe una situación de monopolio, los precios internos se han mantenido artificialmente bajos mientras que el gas es vendido en los mercados extranjeros a precios más elevados, lo que permite compensar las perdidas.

En el resto de Europa, el precio del gas natural está más a menudo influenciado por la competencia con combustibles alternativos.

Se pueden evaluar los precios en diferentes etapas de la cadena. Al principio, el precio que se considera es el precio en la boca del pozo.

Los precios pueden también ser medidos por tipo de usuarios.

Se distinguen entonces los precios para los consumidores domésticos, comerciales, industriales o para las compañías de electricidad.

Los precios en la boca del pozo muestran una volatilidad elevada en función de las condiciones meteorológicas y de otros diversos factores del mercado. La eficacia creciente del transporte, del almacenamiento y de la distribución permite a los consumidores reducir el impacto de esta volatilidad de precios.

Generalmente los principales componentes del precio del gas natural son:

- el precio en la boca del pozo (el costo del gas natural mismo),
- el costo de transporte a largas distancias
- el costo de la distribución local

En los últimos meses las variaciones en la cotización del petróleo y las fuertes revalorizaciones bursátiles que han experimentado las empresas del sector, han generado opiniones diversas sobre la sostenibilidad futura de las rentabilidades obtenidas por éste.

Los altos precios del petróleo de los dos últimos años han beneficiado a todas las empresas del sector (analizando la evolución de los márgenes de las compañías se observa claramente una correlación entre el precio del barril y la rentabilidad),

Sin embargo, la rentabilidad obtenida por cada una de ellas varía notablemente, dependiendo de su tamaño o de que el negocio de upstream (exploración y producción) se encuentre en sus países de origen.

En los mercados de Europa y Asia, el principio de cálculo es definido sobre la base llamada "netback": es decir que los costos de transporte y de distribución son deducidos del precio medio de las energías concurrentes en el mercado final. El resultado corresponde al precio máximo de compra que el distribuidor gasífero esta dispuesto a pagar al productor.La indexación clásica permite mantener en el tiempo una relación entre el gas natural y los combustibles concurrentes, como se muestran en las siguientes fórmulas:

Europa

$$P = Po + A*(G - Go) + B*(F - Fo)$$

Asia

$$P = Po + A*(B - Bo)$$

Dónde:

$Po =$ Precio mensual de compra del gas al productor. Índice o = fecha de inicio del contrato

$A / B =$ Coeficientes de equivalencia energética

$G / F / B =$ Promedio del precio de 3, 6 o 9 meses dependiendo del contrato, del G = fuel oil doméstico, F =fuel oil pesado y B= petróleo, el promedio permite atenuar las alzas o las bajas del mercado petrolero.

Los precios formados con base en el **costo de oportunidad de sustitutos,** tienen un enfoque desde la perspectiva de la demanda. En este caso, los precios del gas se encuentran condicionados por un precio máximo determinado por los posibles sustitutos (Ejem. el precio de un combustible para generación de electricidad y/o para usos industriales como fuel oil) en nuestro país la gasolina.

Esto implicaría que si el precio internacional del gas en energía útil o lo que es lo mismo en energía neta ponderado por los rendimientos en cada uso es menor al sustituto, se induce que habrá una penetración del gas natural en detrimento del sustituto.

La determinación del precio por **costos de oportunidad del gas natural** transado por redes fijas de un país a otro, reflejará el proceso de formación de precios del mercado competitivo al cual se ha interconectado. Es decir, que al integrar el mercado del vecino país se aprovechará las ventajas comparativas de costos (CILP) para determinar el precio.

a). Precios en Función del Costo de Oportunidad del Sustituto

Esta metodología considera como referencia para la determinación del precio, a los sectores de consumo a los que el gas esta destinado y dentro de éstos, a los combustibles a los cuales sustituye.

La fórmula de aplicación general para cualquier caso de fijación de precio del gas, considerando los combustibles sustitutos es la siguiente:

Fórmula (1)

$$PG = P(i)\left(\left(\%\frac{CS11}{CS11_0}+\%\frac{CS12}{CS12_0}+\%\frac{CS1n}{CS1n_0}\right)SECTOR_1+\left(\%\frac{CS21}{CS21_0}+\%\frac{CS22}{CS22_0}+\%\frac{CS2n}{CS2n_0}\right)SECTOR_2+\left(\frac{Gas}{Gas_0}\right)SECTOR_n\right)$$

CS1 = Precio del combustible sector 1, ejemplo sector eléctrico
CS2 = Precio del combustible sector 2, ejemplo sector industrial
CS2 = Precio del combustible sector n, ejemplo transporte GNV
CS12 = Precio del combustible 2 del sector 1, ejemplo fuel oil
CS21 = Precio del combustible 1 del sector 2, ejemplo GLP, diesel
CS1n = Precio del combustible n del sector 1...

Sector 1 = Industrial
Sector 2 = Eléctrico
Sector 3 = Transporte GNV

% = Factores de participación de los combustibles

Las principales referencias a nivel internacional son:

En Norte América: Henry Hub (New York Mercantile Exchange) en los Estados Unidos y AECO (Natural Gas Exchange) en Canadá. En Europa: el índex Heren (British National Balancing Point) y el Zeebruge Hub (Bélgica).

Se espera como consecuencia del desarrollo de mercados de gas más competitivos en Europa, que el precio de los futuros del gas natural del IPE (International Petroleum Exchange) se convertirá en un precio de referencia.