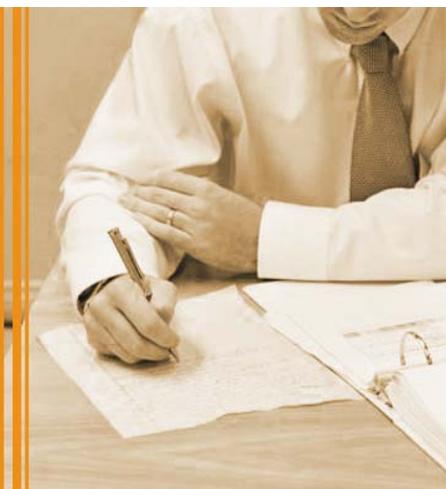


METODOLOGÍAS PARA LA DETERMINACIÓN DE PRECIOS DE GAS EN LA REGIÓN

Autores: Mauricio Garrón B.

Pablo Cisneros G.



Enero, 2007

El documento fue elaborado por Mauricio Garrón Bozo, Director de Estrategias y Proyectos de OLADE y Pablo Cisneros Gárate, Consultor de Integración de OLADE.

Las ideas y opiniones contenidas en este documento son de la exclusiva responsabilidad de los autores y no expresan necesariamente las de la Organización ni de sus Países Miembros.

Se permite la reproducción parcial o total de este documento siempre que se mencione la fuente.

Contactos: mauricio.garron@olade.org.ec ; pablo.cisneros@olade.org.ec

www.olade.org

RESUMEN

En la región y en el mundo, el gas natural continúa manteniendo el atractivo propio de un hidrocarburo eficiente, no contaminante y como una fuerte opción para modificar la matriz energética en los países, reduciendo con ello, la dependencia de otros hidrocarburos que no presentan iguales ventajas. Latinoamérica, no escapa del interés y crecimiento de la oferta y demanda de este hidrocarburo, generando con ello, análisis e interés en lo que respecta al precio que éste debería tener.

Con este antecedente, el presente documento realiza una breve revisión de los mercados de compra y venta del gas, así como, de las fórmulas de cálculo de precios en Europa y Asia. A continuación, se analiza el mercado y los criterios utilizados para la formación de precios de gas en México, Perú, Colombia, Venezuela y los países del Cono Sur, al ser los países más desarrollados en términos de reservas y transacciones.

Posteriormente, luego de una breve revisión de la literatura sobre los mecanismos de determinación de precios, se pone a consideración dos mecanismos de determinación de precios por considerarse de mayor utilidad en el momento de fijar los precios del gas en la región. El primero, mediante indexación de precios en función de los combustibles sustitutos y el segundo, mediante el máximo precio del gas natural para generación de energía eléctrica.

El presente trabajo, constituye un aporte para el análisis sobre la determinación de precios de gas en la región, en un contexto en el cual se vislumbran en los próximos años importantes avances en el proceso de integración y consolidación de acuerdos regionales de gas.

1. INTRODUCCIÓN

El alza mundial de los precios del petróleo, ha llevado a que el precio del gas natural también suba o esté sujeto a reajustes. La correlación entre los precios del gas y los precios del petróleo se explican, entre otras, por el hecho de que estos dos energéticos se sustituyen entre sí, especialmente en el sector eléctrico, por ello muy difícilmente se puede hablar de una desconexión entre los precios de estos dos combustibles.

Asimismo, en general, los precios de gas, aún se pueden considerar regionales debido a que no existe un mercado mundial unificado de gas, sino en cambio, un mercado segmentado en el cual los precios se establecen considerando tanto las características de la oferta y la demanda, así como la oportunidad del mercado local y regional. Sin embargo, la tendencia a que sea considerado un bien transable (commodity) esta por llegar ya que el transporte de Gas Natural Licuado (GNL) en el mundo, presenta actualmente un porcentaje de crecimiento del 7 %; y se espera se duplique en los próximos años, con lo que la determinación de precios deberá tomar en cuenta el desarrollo de esta tecnología. Actualmente en el mundo, solo el 23% del comercio de gas natural se realiza a través de GNL, el resto se lo hace por gasoductos¹.

En América Latina, el total del comercio de gas se lo realiza por gasoductos, previendo para los próximos años la instalación de plantas regasificadoras tanto en Chile, Brasil, Perú y México. El desarrollo gasífero en el Cono Sur, podría igualmente replicarse en mercados que se formarían en la región, aprovechando complementariedades por zonas geográficas y, con ello, formando mercados subregionales de gas. Ejemplo: México, Centro América y Colombia que podrían vincular también al Caribe y formarían un mercado subregional. Una segunda subregión entre Venezuela, Colombia, Ecuador y el norte de Perú y la tercera la del Cono Sur con un desarrollo en infraestructura muy avanzado con países como Bolivia, Chile, Argentina y Brasil, al que se sumaría Perú, entre algunos de los escenarios posibles.

En cuanto a la determinación de precios del gas, la literatura económica muestra que cuando existe un mercado competitivo, como en el caso de los EEUU e Inglaterra, el comercio del gas presenta un precio "director" (price maker) el cual es definido por los precios de corto plazo (los precios spot, de Henry Hub o de NBP, Nacional Balancing Point) o por las cotizaciones estandarizadas de los mercados de la bolsa Nymex (EEUU) o IPE (Inglaterra). Estos precios, reflejan la oferta y la demanda del mercado. Incluso en mercados desregulados como es el caso de los anteriores, existe una relación entre el precio del gas y el del petróleo, debido a que el precio del gas es influenciado directamente vía indexaciones con combustibles concurrentes.

En el caso de los monopolios, muchas veces, el método utilizado para la fijación de precios es el valor netback de mercado, como en Francia, Bélgica, Holanda, España e Italia.

El objetivo de este documento es el de exponer metodologías para determinar señales de precios, que amplíen los elementos de análisis en el momento de la fijación de precios de gas, exponiendo particularmente dos metodologías que se consideran de mayor utilidad para la región.

En este sentido, en el punto II se analizan las transacciones de compra y venta del gas en mercados como el de Europa, Asia y Estados Unidos, con el propósito de conocer el funcionamiento

¹ Prix du gaz naturel et prix du brut: de l'indexation à la corrélation Jacques Percebois LIAISON ENERGIE FRANCOPHONIE 2006

de los mercados mundiales de gas, que a su vez determinan la estructura de precios a emplear en cada caso. Así, el análisis del mercado de gas, se complementa con el procedimiento de cálculo de precios que tiene Europa y Asia y se muestra además, el detalle de la indexación de las fórmulas.

De igual forma, en el punto III, se realiza un análisis de los mercados de gas en Latinoamérica, presentando las transacciones de compra y venta de gas de algunos países como México, Perú, Colombia, Venezuela y los países del Cono Sur, que por sus reservas y volumen de mercado son lo más representativo de la región. Igualmente, se exponen los precios de gas actualmente vigentes en dichos países.

El punto IV, se hace mención a la teoría de mecanismos de formación de precios para el gas natural, citando los principales métodos utilizados. Asimismo, se amplían dos de las metodologías presentadas para determinar señales de precios de gas, como son la de indexación de precios en función de combustibles sustitutos y mediante el máximo precio del gas natural para generación de energía eléctrica, por considerarse de mayor utilidad para la región.

Este punto concluye con la presentación de fórmulas genéricas y ejemplos resultantes de la aplicación de las metodologías desarrolladas, las cuales pueden ser utilizadas para cualquier caso donde se requiera una referencia teórica para la fijación de precios del gas.

Finalmente en el punto V, se presentan algunas conclusiones.

2. EL MERCADO DE GAS Y CÁLCULO DE PRECIOS EN EUROPA Y ASIA

A mediados de los años 50, se iniciaron los intercambios gasíferos a grandes distancias en particular en los EEUU y en Europa. A su vez, se desarrolló una red que permitió las importaciones provenientes desde Rusia, Argelia, Noruega y los Países Bajos. Por esos mismos años, intercambios mediante el GNL (Gas Natural Licuado) se realizaron en Asia, para alimentar las viejas centrales eléctricas que funcionaban con petróleo en Japón.

A fin de permitir estos intercambios que necesitaban grandes inversiones sobre todo en el transporte, fue necesario encontrar un mecanismo que garantice las transacciones tanto al vendedor como al comprador. Es así, que se implementaron los contratos a largo plazo.

Las principales características de estos contratos, fueron que tendrían una duración entre 20 y 25 años, con obligaciones mínimas de pago de la parte del comprador (cláusula take or pay) y el compromiso de entrega por parte del vendedor y, además, de un precio indexado a las energías concurrentes (Mecanismo aplicado en función del costo de oportunidad del sustituto).

El objetivo de tener un precio indexado a combustibles concurrentes como el fuel oil o directamente al petróleo, es el de simular un mercado de gas natural, a falta de la existencia de un mercado dedicado exclusivamente a este energético. Con este mecanismo, se asegura un precio más cercano al precio de los combustibles concurrentes y además, las inversiones ligadas al transporte, puedan ser amortizadas sin el riesgo de una disminución en los volúmenes entregados². Estas fórmulas y tipos de contratos, son vinculadas específicamente a los mercados europeos y asiáticos.

² Panorama 2006 Les Liens entre les prix du gaz naturel et du pétrole. Guy Maisonnier

Los contratos en Europa, están indexados en porcentajes 50% con el fuel oil doméstico, 30% con el fuel oil pesado, 5% con el precio spot del gas y el 15% restante con los precios de la electricidad incluso con las tasas de inflación.

Las cláusulas de indexación que ligan el precio del gas con el del fuel pesado y con el fuel oil para uso doméstico, se deben a que durante el invierno en Europa se tiene un mayor consumo de fuel oil doméstico (heating oil) y en verano de fuel oil pesado, ya que éste es el combustible que se usa para generar energía eléctrica (en verano para climatización).

En estos mercados (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

$$P = P_o + A * (G - G_o) + B * (F - F_o)$$

Asia

$$P = P_o + A * (B - B_o)$$

Dónde:

P_o = 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.

Hoy en día el mercado europeo se encuentra en una situación dual, debido a que mientras en Inglaterra los precios del gas se rigen por los precios spot ya que gran parte de la generación de electricidad se hace con centrales de ciclo combinado y a gas, en el resto del continente los precios están directamente influenciados por los productos y derivados del petróleo. Sin embargo, estos dos mercados no son independientes, puesto que al existir la interconexión física mediante el gasoducto que une Bélgica con Inglaterra, este juega el rol de equilibrio entre los precios.

Es así que, los precios de largo plazo mediante contratos vigentes en el continente, juegan un papel de moderador de la baja o del alza en el precio spot del mercado inglés. Éste, sirvió de precio base mínimo hasta octubre 2003 e inversamente de precio base máximo después del 2003.

La principal pregunta en el mercado europeo, es conocer si este funcionamiento dual es susceptible de continuar en el futuro. Los contratos a largo plazo representan actualmente un 90% del aprovisionamiento gasífero en Europa continental mientras que fuera del Reino Unido, el precio spot

tiene una plaza limitada. La evolución de un sistema de contratos hacia un sistema spot en Europa, dependerá de una competencia más fuerte y de la instalación de nueva infraestructura (gasoductos y plantas de GNL), en el mercado inglés.

A manera de conclusión, el precio del gas en el mercado europeo permanecerá todavía ligado al precio del petróleo teniendo en cuenta la importancia actual que tienen los contratos de largo plazo, tradicionalmente indexados a los productos derivados del petróleo. Indexaciones a la electricidad serán más y más corrientes en razón de la importancia de este sector en la demanda de gas en Europa.

3. EL MERCADO DE GAS Y CÁLCULO DE PRECIOS EN LATINOAMÉRICA

Latinoamérica es una región rica en hidrocarburos, el gas natural en la región representa un 4% de las reservas probadas mundiales. Venezuela, posee una participación regional del 62% de las reservas, Bolivia el 11%, México 8%, Argentina 6%, Perú 4.8%, Brasil 4% y Colombia 2.7%. Las reservas de gas natural en la región al 2005, están en alrededor de 7.592 mil millones de m³, la producción para año 2005 en 240 mil millones de m³ y una relación Reservas/Producción para este energético de unos 31 años.³

La región del Cono Sur, compuesta por Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Uruguay y Paraguay, representa el mayor mercado de gas en la región, tanto por las interconexiones como por el nivel de transacciones entre países. El volumen de transacciones de gas entre Bolivia y Brasil de 30 Mm³/día, representa un importante porcentaje dentro de los 47 Mm³/día que fluyen diariamente entre los países del Cono Sur y de los 62 Mm³/día que consume Brasil.

Por su parte, Argentina, con una compra diaria a Bolivia de 5 Mm³/día y un consumo de 120 Mm³/día, aporta en el comercio de gas de la región de manera importante y, Chile, con un consumo de 22 Mm³/día, es también parte significativa de este análisis por las importaciones que realiza de Argentina de 17 Mm³/día.

El cuanto a México, posee una demanda de 238.3 Mm³/día, de los cuales importa 26 Mm³/día de Estados Unidos de Norteamérica. Actualmente, se encuentran en construcción plantas de regasificación, que le permitirán abastecerse de otros mercados.

La demanda de gas en el Perú, es de 9.23 Mm³/día, la cual es autoabastecida por la producción interna. En el futuro, se espera que las reservas de Perú también integren el mercado de los países del cono sur de manera de conformar un mercado subregional de gas.

En el caso de Colombia, la demanda interna asciende a 23 Mm³/día, la misma que igualmente al caso anterior, es autoabastecida por a producción interna. Actualmente, está en construcción un gasoducto que uniría Colombia y Venezuela para complementar la demanda de gas de estos dos países.

En Venezuela, la demanda asciende a 80 Mm³/día, la cual es abastecida por la producción interna y se espera que las reservas de gas con las que cuenta, puedan abastecer a mercados en diferentes subregiones a través de gasoductos y terminales de GNL.

Con relación a la determinación de precios en la región, actualmente el precio del gas entre Bolivia y Brasil se encuentra determinado por una fórmula en el contrato vigente GSA (Gas Supply

³ Fuente SIEE OLADE

Agreement), la cual indexa el precio del gas al precio del fuel oil, combustible al que el gas sustituye en Brasil para la producción de energía eléctrica.

Para Brasil, la competencia con la energía hidráulica definirá el volumen de gas requerido, el cual será función de su precio. A mayor precio, se consumiría menos gas dado que esa producción sería remplazada por nuevas centrales hidroeléctricas.

En este esquema, los consumos de “city gate” de San Pablo o Río de Janeiro podrían convertirse en los trazadores de precio (“price maker”), mientras que los productores bolivianos y otros productores de la región, adoptarían la posición de tomadores de precio (“price taker”).⁴ Si embargo, actualmente, se encuentra en negociación la nueva situación de precios entre estos países, la cuál podría considerar a Bolivia como (“price maker”), si Bolivia fijase el precio del gas.

El precio del gas de Argentina a Chile, obedece a contratos entre privados y está en el orden los 2 \$US/MMBTU⁵. Los importadores de gas en Chile, son las generadoras termoeléctricas y sus precios se rigen por la competencia y por garantizar el ingreso en el despacho eléctrico chileno.

En Colombia, se fijaron los precios máximos regulados de gas con el mecanismo de indexación de precios, de acuerdo al promedio semestral del índice de precios diarios para el crudo standard NYMEXs cotizado en el mercado de Nueva York (New York Mercantile Exchange).⁶

En Venezuela los precios boca de pozo se han asociado a los costos incrementales de largo plazo (CILP) en las principales cuencas productivas (Centro-Oriente y Occidente) estimados por PDVSA⁷.

El precio del gas natural en el Perú es libre, a excepción del gas natural de Camisea cuyo precio ha sido fijado mediante el contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos del lote 88, el mismo que se encuentra indexado a los fuels oils⁸.

En México, debido a su estructura monopólica y al restringido acceso de terceros a la red, se fijan los precios considerando el mercado spot internacional (Houston Ship Channel), de manera de reproducir un mercado de competencia⁹.

4. METODOLOGÍAS PARA LA DETERMINACIÓN DE PRECIOS DE GAS EN LA REGIÓN.

Los precios del gas natural que resultan de las transacciones en el mercado, son normalmente los que se observan en boca de pozo. Lo cuales a su vez, son el resultado de diferentes mecanismos de formación de precios en los respectivos mercados, como los siguientes¹⁰:

- Precios en función del costos incrementales de largo plazo
- Precios de mercado
- Precios en función del costo de oportunidad del sustituto

⁴ Banco Interamericano de Desarrollo – Integración energética en el Mercosur Ampliado Washington 2001

⁵ Datos de exportación de la Secretaría de Energía del año 2005.

⁶ Resolución No. 023 (Abril 11 de 2000) CREG

⁷ Los mercados de gas natural en la comunidad andina: Desarrollo y perspectivas de integración OLADE 2001

⁸ Ministerio de Energía y Minas del Perú. Dirección General de hidrocarburos. Año, 2006.

⁹ El mercado norteamericano del gas natural: La articulación de México. Autor: Alberto Elizalde Baltierra. Año 2004, Petróleos Mexicanos.

¹⁰ Los mercados de gas natural en la comunidad andina: Desarrollo y perspectivas de integración OLADE 2001

- Precios en función del costo de oportunidad del gas natural

La determinación de precios de gas por **costos incrementales de largo plazo** (CILP) o costo económico, considera además de la amortización de los activos fijos involucrados en la explotación de los campos, el costo de agotamiento de la capacidad la cual declina con la producción. Esto se debe a que el producto es realizado con bienes de capital no reproducible, que implica el agotamiento del recurso (capacidad) con su explotación.

La diferencia conceptual entre los **precios de mercado** y los precios formados en función del CILP es nula, si el proveedor es único y obtienen una ganancia normal. Pero cuando existen proveedores múltiples que compiten entre si, el precio de mercado resulta del promedio del mix de ventas en un periodo determinado, que refleja las preferencias de los consumidores frente a precios del producto de distinto origen.

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). 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 continuación, se desarrollan dos mecanismos de determinación de precios mencionados en el punto anterior, por considerarse que podrán tener mayor aplicación en la Región:

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)

$$PG = P(i) \left(\left(\% \frac{CSI1}{CSI1_0} + \% \frac{CSI2}{CSI2_0} + \% \frac{CSIn}{CSIn_0} \right) SECTOR_1 + \left(\% \frac{CS21}{CS21_0} + \% \frac{CS22}{CS22_0} + \% \frac{CS2n}{CS2n_0} \right) SECTOR_2 + \left(\frac{Gas}{Gas_0} \right) SECTOR_h \right)$$

Donde:

P(G)= Precio del gas

P(i) = Precio base establecido en el contrato de compra y venta.

El primer índice, se refiere al sector

El segundo índice se refiere al combustible

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

Los índices $_0$ son valores de precios fijados de común acuerdo, pueden ser los precios del momento de la firma del contrato o dependiendo valores determinados en función de precios de los años anteriores.

Por tanto, en este caso, el precio del gas es una función de los precios de los combustibles sustitutos en cada sector a los va a reemplazar, considerando sus respectivos porcentajes de participación.

Como ejemplo, si un país utiliza el gas en sectores como: el eléctrico, el industrial y el transporte; y los factores de participación de este hidrocarburo para cada sector son: 25 % en el eléctrico, 40 % en el transporte y 35% en el industrial. Además, si dentro del sector eléctrico el gas desplaza a combustibles como el fuel oil N-6 (F01) en un porcentaje de 50 %, al fuel oil N-6 con 1% de azufre (F02) en un 25 %, al fuel oil N-6 con un 3 % de azufre (f03) en un 25 %. En el sector industrial, al GLP en 11%, al Diesel en 10 % (Die) y al fuel oil en 79% (foi). En el sector de transporte a la gasolina en un 100 %, la fórmula de acuerdo a estos datos será:

$$PG = P(i) \left(\left(0,5 \frac{F01}{F01_1} + 0,25 \frac{F02}{F02_0} + 0,25 \frac{F03}{F03_0} \right) 0,25 + \left(0,11 \frac{GLP}{GLP_0} + 0,10 \frac{Die}{Die_0} + 0,79 \frac{Foi}{Foi_0} \right) 0,40 + \left(1 \frac{Gas}{Gas_0} \right) 0,35 \right)$$

b). Precios en Función del Costo de Oportunidad del Gas Natural enfocado para Generación de Energía Eléctrica.

Para el caso donde el gas natural presente una marcada tendencia de su uso en el sector eléctrico, este documento plantea como una segunda metodología de cálculo la comparación de precio, en similares condiciones caloríficas, de combustibles que compiten en el mercado eléctrico.

La fórmula de aplicación general es la siguiente:

Fórmula (2)

$$CME_{c1} = f(c1)$$

$$CME_{c2} = f(c2)$$

Donde:

CME c1 = Costo Medio de la Energía, calculado con el costo de referencia de combustible.

CME c2 = Costo Medio de la Energía, calculado con el costo de combustible (gas natural), que resulta comparable con el calculado con el índice 1.

Comparando los dos Costos Medios de la Energía:

Fórmula (3)

$$CME\ c1 = CME\ c2$$

$$f(c1) = f(c2)$$

El precio del gas es:

$$(c2) = \text{Costo de combustible}$$

(c2) = Costo del combustible equivalente en MMBTU con el cual se obtiene iguales o menores costos medios de la energía.

El procedimiento de cálculo para el Costo Medio de la Energía, es el siguiente:

El Costo Total de la Central (CTCA), se obtiene sumando el Costo Total Anual de Inversión más el costo del combustible:

Fórmula (4)

$$cc = \text{MMBTU} / \text{MWh} * \text{costo MMBTU} * \text{Produccion media (MWh)}$$

Donde:

cc = Costo de Combustible

MMBTU / MWh = Volumen de combustible necesario en MMBTU para producir un MWh de energía

Fórmula (5)

$$CTCA = CTAI + cc$$

Donde:

CTCA = Costo Total de la Central Anual

CTAI = Costo Total Anual de la Inversión

El Costo Medio de la Energía es:

Fórmula (6)

$$CME_{c1} = \frac{CTCA_{c1}}{PMA} = \frac{\$US}{MWh}$$

$$CME_{c2} = \frac{CTCA_{c2}}{PMA} = \frac{\$US}{MWh}$$

Donde:

PMA = Producción Media Anual

Por lo tanto el Costo Medio de la Energía es función del costo de combustible.

$$CME_{c1} = f(c1)$$

$$CME_{c2} = f(c2)$$

Si el gas natural compite con los combustibles de uso para generación eléctrica, la fórmula del precio sería igual al valor del $c2$ (costo de combustible) que de cómo resultado iguales costos medio de la energía:

$$CME_{c1} = CME_{c2}$$

Por tanto, el precio del gas es:

$(c2)$ = Costo de combustible , con el que resulta la igualdad anterior.

A manera de ejemplo, si comparamos los precios de los combustibles que compiten con el gas en el sector de generación eléctrica en Estados Unidos de Norteamérica, observamos en la tabla siguiente que durante el periodo de diciembre 2005 a marzo del 2006, el gas natural estaba en valores entre 6 a 8 \$US/MMBTU, que la tonelada de carbón en igual periodo estaba entre 58 a 90 US/t, que los precios del fuel oil estuvieron entre 35 a 43 \$US/bbl y los del diesel durante el mismo periodo entre 65 y 77 \$US/bbl.

Tabla 1. Precios de combustibles en sus unidades				
	Gas Natural	Carbón	Diesel	Fuel oil
	\$uS/MBTU	\$US/t	\$US/bbl	\$US/bbl
	Henry-Hub	Platt´s	Platt´s	Platt´s
Dic-05	8,83	58,00	65,00	35,13
Ene-06	6,92	90,00	75,00	36,78
Feb-06	7,24	90,00	75,00	39,53
Mar-06	6,93	90,00	77,00	43,30

Convirtiendo los precios de estos combustibles a una sola unidad calórica (\$US/MMBTU), como se observa en el siguiente cuadro, el precio del gas en diciembre de 2005 estuvo en 8 \$US, el carbón en 2 \$US, el diesel en 12 \$US y el fuel oil en 6 \$US.

Tabla 2. Precios de combustibles en US /MBTU				
	Gas Natural	Carbón	Diesel	Fuel -oil
Dic-05	8,83	2,14	11,76	6,36
Ene-06	6,92	3,32	13,57	6,66
Feb-06	7,24	3,32	13,57	7,15
Mar-06	6,93	3,32	13,94	7,84

Por tanto, el carbón al ser el combustible mas barato, sería el que se debería utilizar para generación eléctrica. Sin embargo, los factores ambientales no lo hacen competitivo y su uso se ve limitado.

Con el propósito de conocer el precio que debería tener el gas natural para competir con los combustibles de este ejemplo (carbón, diesel, y fuel oil) o con una central hidráulica, se realizan los siguientes análisis:

Caso de una Central Hidráulica que compite con una central de ciclo combinado:

- a) *Se calcula el costo del MWh de energía eléctrica generado con centrales hidráulicas, que considerando una planta de 1000 MW, sería de 36,25 \$US el MWh.*

Para ello suponemos una central con una potencia de 1000 MW cuyo costo unitario de inversión por KW sea de 1400 \$US, una vida útil de 30 años y una tasa de descuento del 1 %.

El pago anual de la inversión en \$US/año será de 148 millones. El costo de operación y manteniendo se considera el 3 % de la inversión total en la central, por tanto este valor es de 42 millones por año, que sumados al pago anual de la inversión, para el caso del ejemplo, es de 190 millones.

Si consideramos un factor de planta del 6 %, es decir que la central va a tener un caudal operable de 60 % de las 8760 horas del año, la producción media anual sería de 5.256 GWh.

Si se divide el costo total para la producción media el costo medio de la energía será de 36,25 \$US/MWh.

- b) *Luego, continuando con el ejemplo, si se quiere comparar a la hidráulica con una central de ciclo combinado que utiliza gas, el precio del gas debería ser de 3,6 \$US/MMBTU, de acuerdo al siguiente análisis:*

Para ello suponemos que la hidráulica del ejemplo va a competir con una central de ciclo combinado de potencia de 130 MW, cuyo costo unitario de inversión en \$US/KW es de 500, la vida útil de la central de 15 años y la tasa de descuento igual de 1 %, con lo que se obtiene el pago anual de la inversión por año igual a 8.5 millones de dólares. A este valor, se le suma el costo de operación y mantenimiento, el cual se supone es igual al 1 % de la inversión total de la central. Es decir, este valor es de 6 .5 millones de dólares, por lo que el costo total anual de inversión es de 15.04 millones de dólares.

Para el cálculo del costo de combustible, se tiene que la central tendrá un rendimiento térmico del 60 %. Aplicando factores de equivalencia, se tiene que el MMBTU necesario para generar 1 MWh de energía es de 5,75. El precio del combustible (21.2 millones) sumado al costo total anual de la inversión (15.04 millones) es igual al costo total anual de la central (36.2 millones).

Para obtener la producción media anual de la central de ciclo combinado, se considera un factor de planta del 90 %, con lo que su producción es de 1.024 GWh.

Utilizando el costo anual de la central y la producción media anual, se aplica la fórmula (4) para obtener que el costo medio de la energía de la central de ciclo combinado sea igual o menor a la de la hidráulica.

En este caso, se estimó que el valor con el cual el costo medio de la energía de las dos centrales es equivalente es de US\$ 3,6 el MMBTU para la térmica, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3. Central Hidro. vs. Ciclo Combinado		
Tipo de Planta	Hidráulica	Ciclo Combinado
Potencia (MW)	1000	130
Costo unitario de Inversión US/kw	1400	500
Vida útil (años)	30	15
Tasa de descuento (%)	0.1	0.1
Inversión total en la central (US.)	1,400,000,000	65,000,000
Pago anual de la inversión (US./año)	\$148,510,947.55	\$8,545,795.50
Costo de OyM.	42,000,000	6,500,000
Costo Total Anual Inversión	\$190,510,947.55	\$15,045,795.50
Costo de combustible	\$0.00	
Rendimiento Térmico (MM BTU/MWh) neto		\$0.60 5.75
Precio del millón BTU		\$3.60
Precio del combustible		\$21,205,241.38
Costo Total	\$190,510,947.55	\$36,251,036.88
Factor de planta	0.6	0.9
Producción media anual (MWh)	5256000	1024920
Costo medio de energía (US/MWh)	36.25	35.37

Caso de una Central Térmica a Carbón comparada con una de ciclo combinado:

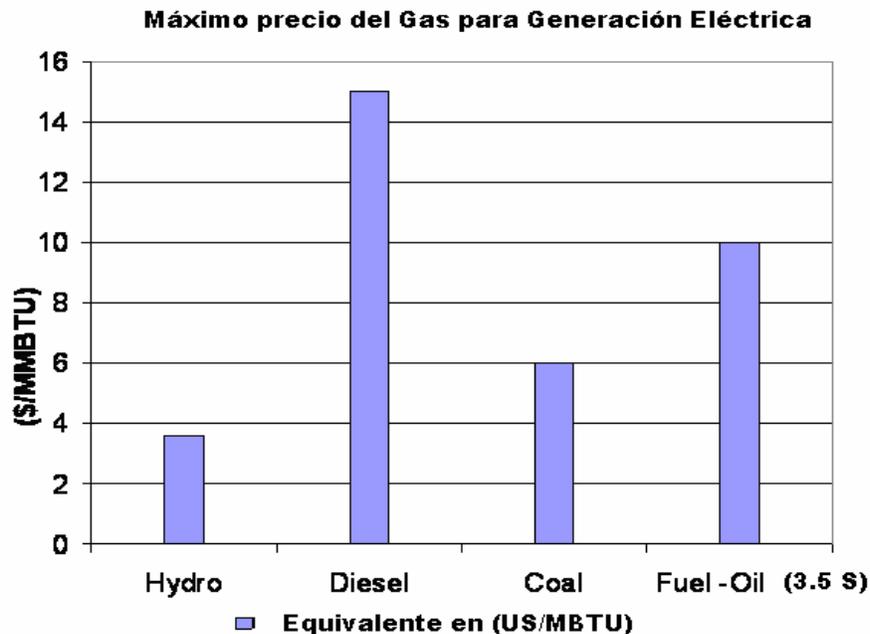
Como un segundo ejemplo, esta vez se considera una central térmica a carbón, que considerando una planta de 130 MW, el costo medio de la energía sería igual a 49,57 \$US el MWh.

Si se quiere comparar a la central térmica de carbón con una central de ciclo combinado que utiliza gas, el precio del gas debería ser de 6,07 \$US/MMBTU, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4. Central Carbón. vs. Ciclo Combinado		
Tipo de Planta	C. Carbón	Ciclo Combinado
Potencia (MW)	130	130
Costo unitario de Inversión US/kw	1000	500
Vida útil (años)	15	15
Tasa de descuento (%)	0.1	0.1
Inversión total en la central (US.)	130,000,000	65,000,000
Pago anual de la inversión (US./año)	\$17,091,591.00	\$8,545,795.50
Costo de O y M.	13,000,000	6,500,000
Costo Total Anual Inversión	\$30,091,591.00	\$15,045,795.50
Rendimiento Térmico	\$0.45	\$0.60
Volumen de combustible/MWh	7.66	5.75
Precio de la Tonel/carbón/ del MMBTU	\$71.90	\$6.07
Precio de la Tonel/carbón a MMBTU	\$2.64	
Precio del combustible	\$20,708,922.85	\$35,754,393.10
Costo Total	\$50,800,513.84	\$50,800,188.60
Factor de planta	0.9	0.9
Producción media anual (MWh)	1024920	1024920
Costo medio de energía (US/MWh)	49.57	49.56

Otros Casos de comparación con centrales de ciclo combinado

De igual manera, para centrales de ciclo abierto a gas, de diesel, como también con centrales de generación que usan combustibles como el fuel Oil, utilizando similar procedimiento como los aplicados en los casos anteriores, se obtienen los siguientes resultados:



NOTA: Para el caso de los precios de la HIDRO se tomo en cuenta una central de 1000 MW, que llegaría a tener un precio de 36,25 US/MWh. Para el caso del DIESEL y del FUEL OIL se utilizaron los precios internacionales de International Energy Agency – y para el Carbón de Simon Richmond – Thermal Coal

El grafico anterior, muestra los precios expresados en \$US/MMBTU de los principales competidores para la generación de electricidad utilizando gas natural.

En este sentido, se convirtieron los precios para la generación hidro, a su equivalente en \$US/MMBTU y como resultado, se obtuvo que los precios del gas estarían cercanos a 3,6 \$US/MMBTU. Es decir, que para competir con la generación hidro, los precios del gas deberían estar en un valor igual o menor a este.

El segundo competidor más cercano es el carbón, que igualmente si expresamos el precio del carbón para la generación en \$US/MMBTU, llegamos a un valor aproximadamente de 6,07 \$US/MMBTU.

En el caso del Diesel y Fuel oil (3,5 S) los valores expresados en \$US/MMBTU se encuentran entre 15 y 10 \$US/MMBTU respectivamente.

5. CONCLUSIONES

El presente documento analizó las características de los principales mercados de gas de la región y el mundo, así como realizó una breve revisión de las metodologías de los precios de gas existentes.

Posteriormente, desarrollo dos de las metodologías para considerarlas en el momento de una fijación del precio del gas en cualquiera de los mercados de la región dependiendo de su naturaleza. La primera, referente a la indexación de precios a todos los combustibles que el gas esta remplazando y la segunda, mediante el máximo precio del gas natural para generación de energía eléctrica.

En el caso de la primera metodología, se concluye que la fórmula es útil cuando se debe considerar a todos los combustibles que sustituye no solo en la generación de electricidad sino de acuerdo a los combustibles que esta remplazando, como es el caso de una importación destinada a usos múltiples y en la cual se requiere determinar el precio del gas de exportación y/o importación.

En la segunda metodología, se concluye que el gas para competir con la generación hidro, térmica, a carbón, diesel o fuel oil, la fórmula del precio del gas es función del costo medio de la energía de las citadas generaciones eléctricas. Esta metodología, se basa en el costo que debería tener el gas natural para generación de electricidad, frente a otras fuentes de generación eléctrica como la hidro, carbón y diesel. Así, esta metodología puede ser empleada en casos en donde el consumo es mayormente para generación de electricidad y donde se requiere determinar el precio del gas para estas centrales.

En resumen, cualquiera sea el mecanismo de formación de precios en boca de pozo, el precio de mercado oscilará entre el precio de referencia dado por el CILP (mínimo) y el costo de oportunidad del sustituto de referencia (máximo), a igual costo de transporte hasta la puerta de ciudad (city gate).

El presente trabajo, constituye un aporte para el análisis sobre la determinación de precios de gas en la región, en un contexto en el cual se vislumbran en los próximos años importantes avances en el proceso de integración y consolidación de acuerdos regionales de gas.