



**Metodología para la Actualización de los Precios
Regulados del Gas Natural en Boca de Pozo en Colombia**

**FACULTAD DE ADMINISTRACIÓN
MAGÍSTER EN ADMINISTRACIÓN – CONCENTRACIÓN
EN FINANZAS**

FELIPE VILLEGAS GÓMEZ

Asesor: Rafael Bautista

2005

Contenido

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	5
1.1. Introducción	5
1.2. Objetivos	6
CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO.....	8
2.1. Herramientas Financieras de Cobertura.....	8
2.2. Contrato de Futuros.....	9
2.3. Riesgo de base.....	15
2.4. Mercados de “Commodities”	17
CAPÍTULO 3. PRECIO REGULADO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	21
3.1. Mercado Colombiano de Gas Natural.....	21
3.2. Precio Regulado para el Gas Producido en los Campos de la Guajira.....	25
3.3. Propuestas de los Participantes de la Industria	35
3.4. Propuesta de Metodología para la Actualización del Precio Regulado	36
CAPÍTULO 4. COBERTURA DE RIESGO DE PRECIO	50
4.1. Análisis del Riesgo.....	50
4.2. Diseño de la Cobertura.....	58
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	68

Contenido de Figuras

Figura 1. Evolución del Precio Spot y del Precio de los Futuros	16
Figura 2. Estructura del Sector del Gas Natural en Colombia	22
Figura 3. Producción y Transporte de Gas Natural en Colombia.....	23
Figura 4. Evolución del Consumo de Gas Natural en Colombia	25
Figura 5. Comparación de Precios (US\$/MBTU)	27
Figura 6. Evolución del Precio del Gas (Guajira) y del Fuel Oil de Ecopetrol.....	28

Figura 7.	Tendencia del Precio Máximo Regulado (Guajira) vs. Demanda Total	31
Figura 8.	Exceso de Capacidad de Producción Mundial de Petróleo	38
Figura 9.	Evolución de las Reservas Probadas de Petróleo y Gas Natural en el Mundo	39
Figura 10.	Evolución de los Precios del Gas Natural y del Petróleo.....	40
Figura 11.	Series de Precios Analizadas.....	42
Figura 12.	Porcentaje del Total de Compras por Tipo de Combustible	43
Figura 13.	Precio Regulado del Gas Natural Histórico y Propuesto	46
Figura 14.	Precio del Fuel Oil de Exportación (ECOPETROL) y Precio Internacional	48
Figura 15.	Resultados Simulación Contratos de Suministro	54
Figura 16.	Compradores con Menores y Mayores Pérdidas.....	56
Figura 17.	Precio Promedio del Gas en el Mercado Secundario (2004)	57
Figura 18.	Precios del Fuel Oil y Futuros del Heating Oil a 6 meses	60
Figura 19.	Resultado de la Estrategia de Cobertura	66

Contenido de Anexos

Anexo 1.	<i>Especificaciones del Contrato de Futuros transado en NYMEX</i>
Anexo 2.	<i>Promedio Ponderado y Promedio Aritmético</i>
Anexo 3.	<i>Centros de Mercado de Gas Natural en Estados Unidos</i>
Anexo 4.	<i>Descripción Técnica de los Combustibles del Petróleo</i>
Anexo 5.	<i>Precio Regulado del Gas Natural Actualizado con la Variación de los Commodities Seleccionados</i>
Anexo 6.	<i>Caracterización de la Serie de Precios del Fuel Oil de Nueva York</i>
Anexo 7.	<i>Resultados de la Simulación de los Contratos de Suministro de Gas Natural</i>
Anexo 8.	<i>Series de Precios y Datos Utilizados</i>

Glosario de Términos

Activo Financiero: Es un activo mantenido con propósitos de inversión financiera.

Activo Subyacente: Es una variable de la que depende el precio de una opción u otro derivados.

Arbitraje: Es una estrategia de negociación en la cual se aprovechan las diferencias de precio entre dos o mas valores.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): Es una unidad administrativa especial, creada por la Ley 142 de 1994 con independencia administrativa, técnica y patrimonial adscrita al Ministerio de Minas y Energía.

Commodity: Es cualquier artículo homogéneo que puede ser comprado y vendido libremente. El término se refiere típicamente a productos tales como café, cacao y sojas (materias suaves) u oro, aluminio, platino (materias duras) e hidrocarburos. Los “commodities” se compran y se venden típicamente en los mercados de futuros donde los productores interactúan con los fabricantes y los especuladores para crear un mercado.

Energy Information Administration (EIA): Es la agencia independiente de análisis y estadística del Departamento de Energía de los Estados Unidos.

Externalidad: Son los efectos de una decisión sobre una persona que no participa voluntariamente en la decisión.

FOB (Free On Board): Cláusula en el comercio internacional en la cual el comprador se compromete a pagar todos los gastos en los que se incurra luego de puesta la mercadería en el puerto de embarque.

Henry Hub: Es el punto de intercambio de gasoductos ubicado en el Estado de Louisiana en los Estados Unidos, por donde se conduce el gas natural producido en el Golfo de México hacia los gasoductos que los transportan al interior del país. Es el punto de entrega de los contratos de futuros de gas natural que se transan en NYMEX.

BTU (British Thermal Units): Equivale a la cantidad de calor que se requiere para incrementar la temperatura de una libra de agua en 1 grado Fahrenheit, y es igual a 252 calorías. Un millón de BTU equivale aproximadamente a 1000 pies cúbicos de gas natural.

NYMEX (New York Mercantile Exchange): Es el mercado de contratos de futuros de “commodities” más grande del mundo ubicado en la ciudad de Nueva York.

Participantes de la Industria: Se refiere a las empresas reguladas (productores-comercializadores, transportadores, distribuidores de gas natural); asociaciones gremiales; organismos del gobierno, usuarios y demás participantes que intervienen en la industria del gas natural en Colombia.

Rendimiento de Conveniencia (Conveniente Yield): Es una medida de los beneficios recibidos por tener la propiedad de un activo, que no obtiene el propietario de una posición larga en contratos de futuros sobre el activo.

Precio “Spot”: Es el precio en el cual se negocia un determinado activo en el mercado al contado o mercado físico.

WTI (West Texas Intermediate): Es un petróleo crudo que se ha convertido en referencia de precio en Norte América. Se utiliza como precio del activo subyacente al contrato de futuros de petróleo que se transa en NYMEX.

Volatilidad: Es una medida de la incertidumbre en el rendimiento obtenido con un activo.

Capítulo 1. Introducción y Objetivos

1.1. Introducción

En la década de los años 70, con el descubrimiento de las reservas de gas natural en la Costa Atlántica por parte de ECOPETROL y Texas Petroleum Company (Hoy Chevron Corporation), se inició el desarrollo de esta industria en el país. En ese entonces, el Ministerio de Minas y Petróleos (Hoy Ministerio de Minas y Energía) utilizó como metodología para la fijación del precio del gas en boca de pozo un análisis de “net back” mediante el cual, el precio se obtuvo a partir del precio del “fuel oil” (combustible sustituto) con el objetivo de desplazar el consumo de dicho combustible a nivel nacional. Para la actualización de dicho precio, el Ministerio estimó conveniente utilizar el índice de variación del precio del fuel oil de exportación de ECOPETROL.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG adoptó esta metodología (Resoluciones CREG 029 de 1995 y CREG 023 de 2000), y en la actualidad los precios del gas natural producido en los campos de la Guajira se actualizan semestralmente con este mecanismo, como fue definido por el Ministerio de Minas y Petróleos en la década de los años 70. No obstante, los agentes del mercado han manifestado que esta metodología no garantiza credibilidad en el precio.

La opinión de algunos participantes del mercado de gas natural en Colombia, particularmente de los vendedores, es que el índice actual no es una referencia líquida y por lo tanto, no permite recurrir a coberturas especializadas de “commodities” cuando se desea mitigar los riesgos de precio del gas natural. Una consecuencia de no ser una referencia de un mercado de “commodities” desarrollado, es que los precios que se utilizan para calcular el índice se ven afectados por la calidad del producto, lo cual agrega una incertidumbre adicional para realizar una cobertura.

Otro inconveniente de la metodología vigente, es que dado que el precio se actualiza con la variación de los precios del fuel oil de exportación de ECOPETROL, esta compañía podría incidir directamente en la formación del precio regulado del gas, a través de decisiones comerciales relacionadas con la producción y comercialización de derivados del petróleo de esta empresa (específicamente el fuel oil), dependiendo de la cantidad de fuel oil que se destine para exportación y el precio al que se negocie.

Así mismo, dado que la periodicidad de las exportaciones no es conocida, porque las exportaciones de fuel oil no son constantes, los precios se generan esporádicamente y esto hace que el índice que resulta para actualizar el precio regulado del gas natural no tenga una liquidez suficiente por el escaso volumen de transacciones que se involucran en su cálculo.

Finalmente, el índice de precios que se calcula para actualizar el precio del gas, únicamente refleja las transacciones que realiza ECOPETROL a lo largo del semestre, es decir, el precio del gas es función de las variaciones de los precios del fuel oil a los que negocia un solo agente, y no representan la situación general del mercado.

Para la CREG, es de interés estudiar este tema con el fin de encontrar una metodología que pueda servir para reemplazar la vigente, que no genera credibilidad para el mercado, por los problemas de liquidez que presenta el índice que se utiliza para determinar el precio regulado del gas natural en boca de pozo (sitio de producción) y los inconvenientes de la información que se tiene en cuenta para su cálculo.

1.2. Objetivos

Esta investigación pretende encontrar una metodología para la actualización del precio regulado en boca de pozo (gas natural producido en los campos de la Guajira), que atenúe las imperfecciones de información existentes en el mercado de gas natural en Colombia, y promueva las condiciones para la utilización de herramientas financieras de cobertura.

Objetivos Específicos

- Hacer un diagnóstico del comportamiento que ha tenido el precio regulado del gas natural en boca de pozo en Colombia, a la luz de la metodología de actualización vigente. Determinar su volatilidad y hacer una comparación con los mercados internacionales.
- Analizar las propuestas presentadas por los diferentes agentes y participantes de la industria colombiana del gas natural, relacionadas con el mecanismo de actualización de los precios en boca de pozo.
- Estudiar diferentes mercados de productos energéticos relacionados con el gas natural, para seleccionar aquellos que se caracterizan por su liquidez y desarrollo, y que puedan ser una referencia para la actualización del precio regulado en Colombia.
- Proponer una modificación a la metodología vigente para realizar la actualización del precio regulado del gas natural en boca de pozo (producido en los campos de la Guajira), que atenúe las imperfecciones de información existentes en la actualidad y adicionalmente facilite el desarrollo de herramientas financieras de cobertura.
- Explorar posibles formas de instrumentos financieros de cobertura para quienes enfrenten un riesgo de precio en el mercado de gas natural en Colombia.

Capítulo 2. Marco Teórico

En este capítulo se desarrollan los conceptos teóricos que fundamentan el análisis de la presente investigación, que conducirá a definir una nueva metodología para la actualización del precio regulado del gas natural. Se pretende hacer una breve descripción teórica de las herramientas que se utilizarán en el análisis.

2.1. Herramientas Financieras de Cobertura

La evolución de los mercados energéticos a nivel mundial se ha caracterizado por la desregulación en la medida que los esquemas adoptados no han cumplido sus objetivos y por el contrario, en algunos casos a pesar de la regulación, se han generado limitaciones en el suministro. Además de esta evolución regulatoria, los mercados se han expandido a raíz de la globalización y del aumento de la demanda, incrementando las necesidades por desarrollar la oferta. Como resultado de todo lo anterior, han tenido lugar modificaciones en la estructura de los mercados y un incremento en el volumen de transacciones y el número de participantes en disputa de los clientes.

Al mismo tiempo que se desarrolla la competencia, la incertidumbre es mayor y por lo tanto los riesgos a los que se enfrentan los participantes del mercado también han aumentado. Como consecuencia, se han desarrollado los mercados financieros relacionados con los mercados de físicos, ofreciendo herramientas para mitigar los efectos de las variaciones en los precios de los energéticos. El mercado de gas natural no ha sido ajeno a esta tendencia.

Entre las herramientas financieras que existen para cubrir riesgos de precio se destacan como las más comunes los contratos de futuros, los forward y las opciones. No obstante, en los mercados en los que el precio del gas es libre, el precio del mercado de futuros se ha

convertido en la mejor referencia para la mayoría de las transacciones del mercado, por lo que es la herramienta más comúnmente utilizada para la cobertura de riesgos.

2.2. Contrato de Futuros

Según la literatura, un contrato de futuros es un acuerdo para comprar o vender un activo en una fecha futura a un precio determinado (Hull, 2002). En este sentido un mercado de futuros le permite a un agente comercializador tener un precio de compra fijo cuando tiene un compromiso de entrega de un volumen de gas a un cliente, y/o de tener un precio de venta fijo cuando se ha comprometido a recibir un volumen de gas de un proveedor. Generalmente los mercados de futuros son lo suficientemente líquidos para permitir la entrada y la salida de sus participantes sin mayores efectos en el precio.

Este tipo de contratos son intercambiados (transados) en mercados financieros organizados, los cuales cumplen las siguientes funciones económicas: i) su operación permite el descubrimiento de precios, el cual se determina como resultado de la interacción entre compradores y vendedores; ii) ofrecen el medio para negociar los contratos, que en otras palabras significa liquidez; y iii) reducen los costos de transacción que, entre otros, están representados por los costos de publicidad cuando se desea comprar o vender un activo y, los costos del tiempo que se debe dedicar para lograr un acuerdo (Fabozzi y Modigliani, 2003).

La formación de estos mercados financieros, ha surgido de la iniciativa de los mismos participantes de los mercados físicos. Algunos ejemplos: el “Chicago Board of Trade” (Fundado en 1848) fue creado por los agricultores y comerciantes de cereal; el “Chicago Mercantile Exchange” fue establecido inicialmente para la comercialización de mantequilla, huevos y aves entre otros. Estas instituciones desarrollaron contratos de venta a futuro, los cuales posteriormente empezaron a ser comercializados por los especuladores, desarrollando de esta forma un mercado propio para este tipo de activos.

En el caso específico de los energéticos, una de las instituciones más famosas en las que se negocian contratos de futuros es el “New York Mercantile Exchange” (NYMEX). El rol de esta institución es proveer la infraestructura tecnológica que permita realizar las transacciones entre compradores y vendedores de futuros y opciones, sin embargo, NYMEX, como tal, no comercializa los activos ni define los precios.

Otra de las funciones más importantes de estos mercados, es la de compensación (clearing). Al final de cada día de transacciones, la casa de compensación (clearing house) hace el balance de todas las cuentas de los miembros y actúa como parte opuesta (toma la posición contraria) en cada transacción finalizada como mecanismo de protección a la contraparte frente al riesgo de crédito, según se explicará en detalle más adelante.

Entre las características de los mercados financieros (de futuros, forward y opciones) se destaca que atraen participantes que tienen diferentes objetivos. En primer lugar participan inversionistas que buscan cobertura, es decir reducir el riesgo que enfrentan ante variaciones de precio; en segundo lugar, también se encuentran inversionistas que están dispuestos a correr riesgos apostándole a lo que será el futuro con el fin de obtener una rentabilidad, los cuales se conocen como especuladores; y finalmente, participan los inversionistas que aprovechan oportunidades de arbitraje en las que obtienen un beneficio sin necesidad de asumir riesgos. Esta investigación está enfocada a las operaciones de cobertura.

2.2.1. Funcionamiento del Mercado de Futuros

Si bien el mercado de futuros permite la participación de agentes con objetivos diversos, su principal función está relacionada con la cobertura. En ese sentido, en los mercados de futuros no se llevan a cabo entregas ni recibos, es decir, las transacciones físicas de transferencia de bienes nunca se concretan. La compra y venta de los activos que son objeto de los contratos de futuros es llevada a cabo en el mercado de físicos como de costumbre.

La operación del mercado de futuros se fundamenta en la transferencia del riesgo de unos agentes que quieren reducirlo a otros con perfiles de riesgo opuestos. Los contratos de futuros son estandarizados, fungibles, y son transados en mercados centralizados con información pública de precios, lo cual permite que las negociaciones sean anónimas.

Un contrato de futuros es estándar en las siguientes condiciones:

- Cantidad
- Punto de entrega
- Fecha de entrega
- Especificaciones de calidad
- Forma de pago

Evidentemente el precio no es estándar, ya que estará determinado por las negociaciones que adelanten los participantes en cada momento. Una desventaja de la estandarización es que no todos los agentes considerarán ideales estas condiciones, sin embargo, la estandarización es precisamente lo que permite el funcionamiento de este tipo de mercados (NYMEX, 2005).

Para entender mejor el funcionamiento del mercado de futuros, a continuación se presenta un ejemplo de cobertura.

Ejemplo. En abril, un comercializador de gas natural ha acordado venderle a una compañía manufacturera un volumen de gas durante el mes de mayo (10.000 Millones de BTU), a un precio unitario de US\$1,81/MBTU (Este precio corresponde al precio spot del momento de la negociación). El comercializador no tiene en la actualidad el gas y por lo tanto recurre al mercado de futuros para reducir el riesgo de un cambio de precio entre la fecha de la negociación y la fecha de entrega del gas.

El comercializador adquiere un contrato de futuros en NYMEX (toma una posición larga), que tiene las siguientes especificaciones (Ver Anexo 1 para más detalles):

- Activo subyacente: Gas natural
- Cantidad: 10.000 Millones de BTU
- Punto de entrega: The Sabine Pipe Line Co. Henry Hub en Louisiana
- Fecha de entrega: Mayo
- Precio: US\$1,80/MBTU (precio del futuro para el siguiente mes)

Una semana antes de cumplirse la fecha para hacer la entrega física del gas al cliente, el comercializador acuerda con un productor de gas la compra del volumen que requiere para cumplir con su obligación. En este punto, el comercializador ya conoce entonces el precio de compra del gas que tiene vendido (será el precio spot de ese momento), y por lo tanto requiere terminar la obligación adquirida con el contrato de futuros.

La forma de terminar esta obligación consiste en tomar la posición contraria a la que tiene actualmente, esto es, vende un contrato de futuros, que por defecto tiene las mismas especificaciones descritas anteriormente, con excepción del precio. Para realizar esta operación no requiere encontrar una contraparte, simplemente recurre al mercado (NYMEX) y vende un contrato (toma una posición corta¹). Con esta operación cierra su posición y termina su obligación.

Suponiendo que el precio spot y del futuro al momento del cierre de la posición es US\$1,89/MBTU y US\$1,90/MBTU respectivamente, el resultado de esta operación para el comercializador será el siguiente:

¹ Una posición corta consiste en vender futuros y es lo apropiado cuando se posee un activo y se espera venderlo en una fecha posterior. Una posición larga consiste en comprar futuros y es lo apropiado cuando se espera comprar un activo en una fecha posterior. La idea será compensar la ganancia/pérdida del mercado de físicos con la pérdida/ganancia del mercado de futuros.

- En el mercado de futuros: Compró a US\$1,80 y vendió a US\$1,90, lo que representa una ganancia de US\$0,10.
- En el mercado físico: Compró a US\$1,89 y venderá a US\$1,81, lo que representa una pérdida de US\$0,08.
- En conclusión, la estrategia de cobertura con el mercado de futuros le permitió al comercializador fijar el precio de compra del gas (en US\$1,79/MBTU) y obtener un margen unitario de US\$0,02 en la transacción total (por simplicidad en este ejemplo se despreciaron los costos de transacción y las comisiones).

Es pertinente una explicación de la relación entre el precio de los contratos de futuros y precio en el mercado spot. A medida que se acerca la fecha de entrega de un contrato de futuros, su precio converge al precio spot del activo subyacente. La explicación para esta convergencia se encuentra en el mismo mercado, ya que en el punto en que estos dos precios convergen se eliminan las posibilidades de arbitraje y por lo tanto la señal de precios tiende al nivel teórico.

2.2.2. Precio de los Futuros

Existe una relación entre los precios de los futuros y el precio spot del activo subyacente. No obstante, esta relación es aplicable para aquellos activos que son considerados como activos de inversión, es decir que aunque se traten de bienes de consumo, son demandados por los inversionistas con fines de lograr beneficios o rentabilidades financieras. Para este caso, los hidrocarburos (petróleo, sus subproductos y gas natural) ostentan la condición de activos financieros.

El gas natural se transa como un “commodity” (más adelante se analizan en detalle estos mercados), como el maíz el cobre y el petróleo. La característica básica de este tipo de activos es que son esencialmente los mismos independientemente del lugar donde se encuentren. El gas natural después de ser tratado cumple con esta característica. Los

mercados de “commodities” son por naturaleza volátiles, lo que significa que el precio cambia con frecuencia y algunas veces en forma drástica.

Para desarrollar una presentación de los precios de los futuros son necesarios algunos supuestos (Hull, 2002):

- No hay costos de transacción.
- La tasa de impuestos es igual para todos los participantes.
- La tasa de captación y la de colocación es la misma, e igual a la tasa libre de riesgo.
- Las oportunidades de arbitraje son tomadas por los participantes del mercado.

En términos generales, para evitar el arbitraje, se puede demostrar que en un contrato a plazo² sobre un activo que tiene un precio en el mercado spot al momento de la suscripción del contrato (S_0), el precio en la fecha de vencimiento de dicho contrato (F_0) estará determinado por la siguiente relación:

$$F_0 = S_0 e^{rT}$$

Donde:

r = Tasa libre de riesgo

T = Tiempo hasta el vencimiento del contrato

Bajo el supuesto de que los inversionistas aprovechan las oportunidades de arbitraje, en todos los casos esta igualdad tiende a permanecer, ya que si no se cumple habría oportunidades de arbitraje y las fuerzas de la oferta y la demanda llevarían el precio del futuro a establecerse en el nivel que satisfaga la relación anterior.

² Cuando el tipo de interés libre de riesgo es constante e igual para todos los vencimientos, el precio a plazo de un contrato con cierta fecha de entrega es igual que el precio del futuro de un contrato con la misma fecha de entrega. Las diferencias teóricas entre los precios a plazo y de los futuros son, prácticamente despreciables (Hull, 2002).

2.2.3. Riesgo de Contraparte

En cualquier negociación entre dos partes existe el riesgo de que alguna incumpla las obligaciones que adquirió en virtud del respectivo contrato. Una función del mercado organizado es realizar todas las gestiones que se requieran para reducir estos riesgos. Como una medida para administrar estos riesgos se utilizan los depósitos de garantías.

Cuando un agente toma una posición en el mercado de futuros, se le exige un depósito como garantía inicial, y a medida que participa en el mercado, se exigirá un nivel mínimo para esta cuenta. Los niveles de las garantías varían de acuerdo al tipo de agente y de sus objetivos en el mercado. A un especulador se le exigen mayores garantías que a un agente que realice una cobertura.

El seguimiento a las transacciones que son realizadas cada día es realizado por la cámara de compensación (exchange clearinghouse), con lo cual se determina la posición neta de cada uno de los agentes, a partir de los beneficios o las pérdidas en los diferentes contratos o posiciones que tenga cada uno. La cámara de compensación esta conformada por un cierto número de miembros y por lo tanto para realizar operaciones en el mercado de futuros es necesario ser miembro o utilizar como intermediario un agente que sea miembro.

El objetivo del esquema de garantías y de la casa de compensación es reducir las posibilidades de que se registren pérdidas ante la materialización del riesgo de contraparte, es decir, que una de las partes no cumpla el contrato y afecte a la otra.

2.3. Riesgo de base

Para que una cobertura estructurada utilizando el mercado de futuros sea perfecta, se deben cumplir las siguientes condiciones:

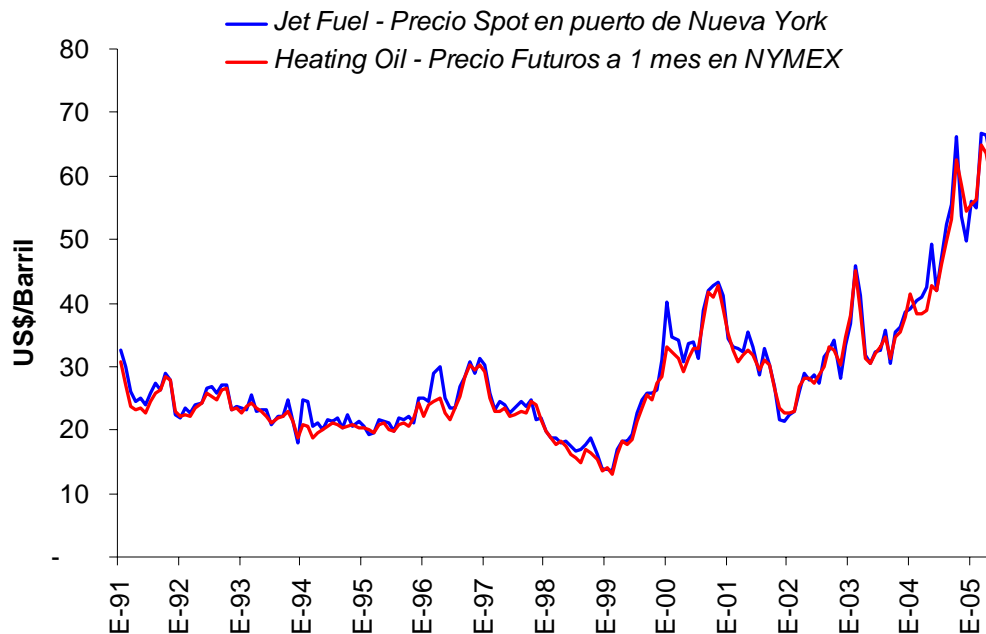
- El activo a cubrir y el subyacente del contrato de futuros deberán ser el mismo.
- La fecha en la que comprará o venderá el activo deberá ser conocida y deberá ser consistente con la fecha de vencimiento del contrato de futuros que se utilice.

En la práctica estas condiciones no necesariamente se presentan, y a raíz de dichas variaciones se da lugar al riesgo de base, el cual se define de la siguiente forma:

$$Base = \text{Precio spot del activo a cubrir} - \text{Precio del futuro del contrato utilizado}$$

Se deberá tener cuidado entonces con la elección del contrato de futuros que se utilice para realizar la cobertura. Cuando se pretende cubrir un activo que no tiene un contrato de futuros, se requiere un análisis cuidadoso para determinar la mejor correlación entre los precios spot y los futuros.

Figura 1. Evolución del Precio Spot y del Precio de los Futuros



Fuente: Energy Information Administration – Departamento de Energía EEUU

Por ejemplo, en el mercado de NYMEX, el contrato de futuros de heating oil es utilizado por las aerolíneas para hacer coberturas de precio del combustible que utilizan como insumo, que es el jet fuel y que si bien no tiene un mercado de futuros, el comportamiento de sus precios presenta una alta correlación con los del heating oil por ser un subproducto del petróleo (Ver Figura 1). Se puede presumir entonces que una cobertura del jet fuel con el contrato de futuros del heating oil, tendrá un riesgo de base reducido. A este tipo de coberturas se les conoce como coberturas cruzadas y serán objeto de la presente investigación.

2.4. Mercados de “Commodities”

En esta sección se pretende hacer una descripción general de las características de los “commodities” y del funcionamiento de sus mercados.

Un “commodity” es un producto estándar que adquiere su valor de mercado a partir del derecho que tiene su propietario para venderlo y no del derecho para consumirlo. Algunos ejemplos clásicos de “commodities” son el petróleo y la electricidad, y otros más modernos incluyen los chips de memoria RAM y activos financieros de emisiones. En general, los “commodities” son artículos de valor, de calidad uniforme y que se producen en grandes cantidades por parte de un número significativo de productores diferentes.

Los mercados donde se transan este tipo de productos, generalmente son mercados altamente eficientes, en los que cualquier cambio en la oferta o en la demanda genera una reacción inmediata del mercado para lograr nuevamente el precio y la cantidad de equilibrio. Generalmente, estos mercados gozan de una alta liquidez, representada por altos volúmenes de transacciones, estrechos márgenes entre el precio de compra y de venta (bid-ask spread) y casi inexistentes barreras para la entrada y la salida, que los convierten en mercados altamente desarrollados.

Las fluctuaciones del precio se producen por desbalances de la oferta y la demanda que provienen del ciclo del negocio (productos energéticos, agrícolas y metales), eventos geopolíticos (energéticos) o condiciones de clima extremas inesperadas (productos agrícolas).

Otra característica de los mercados de “commodities” es el uso generalizado de contratos de futuros y forward para las transacciones. De hecho, los primeros derivados financieros (opciones y futuros) se hicieron sobre productos agrícolas como se explicó anteriormente. Debido a que las variaciones inesperadas de precios son causadas por alteraciones de la oferta y/o la demanda, los participantes de los mercados de “commodities” se apoyan en modelos económicos que relacionan las condiciones del mercado con variables de mercado fundamentales.

Los mercados de “commodities” se ven afectados fuertemente por las limitaciones de almacenamiento, la tasa de rendimiento de conveniencia (convenience yield) y los efectos de la estacionalidad. La participación de agentes especuladores y su comportamiento en estos mercados pueden generar volatilidad en los precios, ya que toman posiciones de acuerdo a las expectativas que tengan sobre la tendencia futura de los precios de un determinado producto.

Los mercados financieros de “commodities” al igual que cualquier otro, generalmente se encuentran sujetos a regulación por parte de una entidad del gobierno para garantizar el funcionamiento eficiente y establecer los mecanismos para prevenir impactos negativos en la economía general derivados de grandes pérdidas.

2.4.1. Precios de Futuros y Forward de “Commodities”

En esta sección se presenta uno de los modelos más comunes para determinar el precio de los contratos de futuros y forward en un mercado de “commodities”: El modelo del costo

de mantenimiento (cost-of-carry model). Para desarrollar este modelo, se parte del supuesto de la existencia de un mercado perfecto, es decir aquel que tiene las siguientes características (Dubofsky, 2003):

- No existen costos de transacción.
- No hay impuestos.
- No hay comisiones por lo que el diferencial entre el precio de compra y de venta (bid-ask spread) es reducido.
- Los participantes pueden comprar y vender los bienes sin afectar el precio del mercado.
- Las ventas en corto son posibles.
- No hay riesgo de crédito (default risk), porque las dos partes cumplen con las obligaciones del contrato.
- Todos los participantes maximizan el beneficio (la utilidad marginal del beneficio es positiva).

Bajo estos supuestos, lo que propone el modelo para determinar el precio del futuro es que se deben tener cuenta los precios actuales y los costos de tenencia del commodity (carry costs), con la siguiente relación:

$$F = S + CC$$

Donde S se refiere a los precios al contado (spot), del bien en el mercado físico. CC corresponde a los costos de tenencia (carry costs), esto es los costos que representa la compra y el mantenimiento del bien, por ejemplo, i) los costos financieros de tomar prestado el efectivo para la compra del bien; ii) los costos de oportunidad de tener el efectivo invertido en el bien; y iii) otros costos como los seguros, el almacenamiento, pérdidas, etc. Se supone que estos costos se pagan al momento de la entrega del bien, es decir están incluidos en el precio.

Este modelo es coherente con el que se presentó antes para determinar los precios futuros de activos financieros, en la medida que el precio teórico, y por lo tanto justo, es aquel en el que no existen oportunidades de arbitraje. Para cualquier participante del mercado, el precio del futuro determinado con este modelo debe ser tal que resulte indiferente comprar el bien hoy en el mercado físico que comprarlo a través de un contrato forward.

Ante la alternativa de comprar a través de un forward y comprar hoy en el mercado físico, el análisis es el siguiente: para comprar hoy se requiere un desembolso de efectivo que tiene un costo, es decir se pierde la oportunidad de obtener un retorno si se invirtiera o se debe pagar el costo financiero de tomar prestado el efectivo para comprar el bien hoy. Comprar a través de un contrato forward parece sería equivalente si el precio es superior al precio spot en una cantidad similar a los costos de oportunidad anteriores, es decir, al aplicar la fórmula anterior. Si no se cumple dicha igualdad existe una oportunidad de obtener ganancias con un riesgo casi despreciable.

Capítulo 3. Precio Regulado del Gas Natural en Colombia

En este capítulo se presenta el desarrollo de la investigación. En primer lugar se hace una descripción del mercado colombiano para poner en contexto el tema, y de la metodología vigente para determinar el precio máximo regulado del gas producido en los campos de la Guajira, identificando los inconvenientes que, a juicio del autor, tiene dicha metodología. Posteriormente se resumen las propuestas planteadas por los participantes de la industria en relación con la fijación de precios y, finalmente se desarrolla la metodología propuesta.

3.1. Mercado Colombiano de Gas Natural

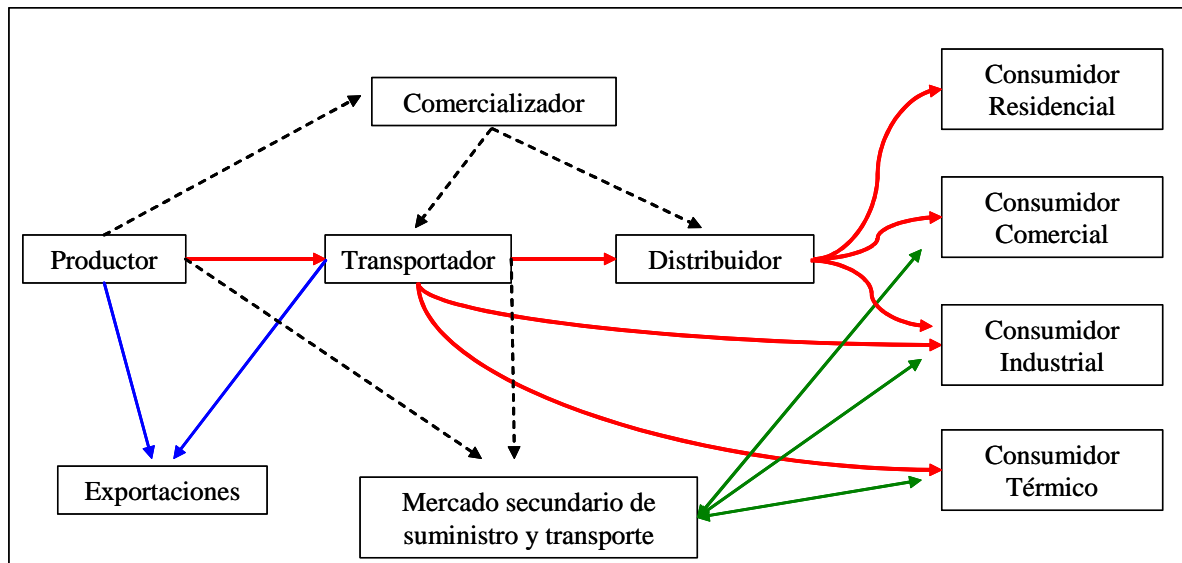
Es oportuno hacer una descripción de la estructura del mercado de gas natural en Colombia como herramienta para entender el contexto en el que se desarrolla la presente investigación.

El marco legal que cubre el sector del gas natural en Colombia está contenido en la Ley 142 de 1994³, conocida como Ley de Servicios Públicos Domiciliarios. A partir de esta ley se estructuró el esquema de las Comisiones de Regulación, como entes técnicos independientes encargados de formular todas las reglas necesarias para regular los monopolios cuando por las condiciones económicas del negocio éstos se presenten o, en los demás casos, para promover la competencia en la prestación de los servicios públicos. La función del Ministerio de Minas y Energía se limitó entonces a la definición de las políticas sectoriales, con lo cual se creaba un esquema institucional que daba más garantías y claridad de reglas para la inversión en el sector energético.

³ Se deben incluir además todas las leyes y actos administrativos que la adicionan y/o modifican

En desarrollo de la regulación, se ha estructurado el negocio de gas natural separando la cadena en las diferentes actividades que la componen. Funcionalmente se distinguen cuatro actividades principales en la industria de gas: i) producción-comercialización, ii) transporte, iii) distribución y iv) comercialización. Cada una de estas actividades tiene un tratamiento regulatorio independiente, y disposiciones que limitan la integración vertical y horizontal de estas actividades. Desde el punto de vista de estructura de propiedad dichas actividades son desarrolladas tanto por entes privados como públicos en el caso de la producción-comercialización y el transporte, y mayoritariamente por entes privados en el caso de las actividades de distribución y comercialización. En la Figura 2 se muestra la estructura del sector (las líneas representan las transacciones y relaciones contractuales posibles).

Figura 2. Estructura del Sector del Gas Natural en Colombia

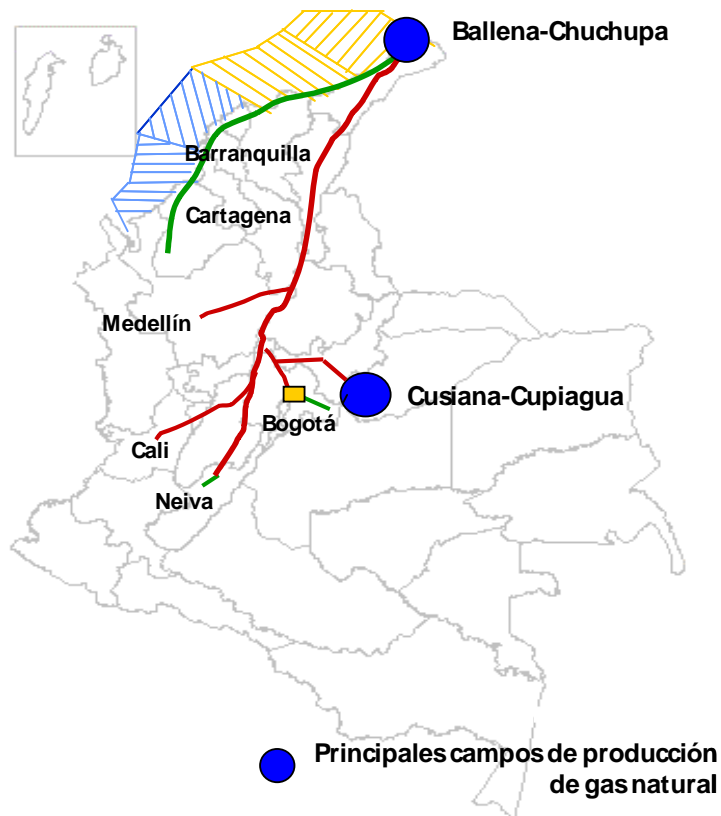


En primer lugar, la producción comprende todas aquellas operaciones necesarias para descubrir las reservas de gas natural y su posterior desarrollo para llevarlas al mercado. La producción, por razones constitucionales se realiza por contrato lo que conduce a un oligopolio legal entre ECOPETROL, en todos los campos, con un asociado. Las compañías asociadas con ECOPETROL que producen y comercializan gas natural en el país son: British Petroleum Company, Chevron Corporation y Grupo Petrotesting Colombia, entre otras.

Los precios del gas en boca de pozo (sitio de producción), teniendo en cuenta el escaso nivel de competencia del mercado colombiano, están sujetos a regulación para el gas que proviene del campo que abastece cerca del 80% del mercado (los campos de producción de la Guajira). No obstante, como incentivo para atraer la inversión en exploración y explotación de nuevas reservas de gas, el precio para los campos descubiertos después del año 2000 es libre. Esta investigación se concentra en la metodología para actualizar el precio regulado del gas natural de la Guajira.

En la actividad de transporte, se considera toda la infraestructura de gasoductos de alta presión que conducen la producción de gas natural desde los diferentes campos hasta los centros de consumo (En la Figura 3 se presentan el sistema de transporte).

Figura 3. *Producción y Transporte de Gas Natural en Colombia*



Fuente: Ecogas

Las principales empresas transportadoras del país, son ECOGÁS, empresa de derecho público, propietaria de la gran mayoría de la infraestructura de transporte del interior del país y Promigas S.A., empresa privada propietaria de la gran mayoría de los gasoductos de la Costa Atlántica. Los transportadores restantes, se han desarrollado a través de contratos de concesión con el Ministerio de Minas y Energía. Dichos transportadores son: TRASMETANO, TRANSORIENTE, GASODUCTO DEL TOLIMA, PROGASUR y otros por libre iniciativa como en el caso de TRANSOCCIDENTE y TRANSCOGAS.

La distribución es la actividad de conducción del gas en las zonas pobladas hasta el domicilio de cada consumidor a través de redes de gasoductos de baja presión. En la actualidad existen cerca de veinte empresas distribuidoras de gas natural por redes en el país, seis de ellas prestan el servicio bajo contratos de concesión exclusiva enmarcados dentro de lo establecido en la Ley 142 de 1994, buena parte de las empresas restantes prestan el servicio bajo contratos de concesión, no exclusiva, otorgados por el Ministerio de Minas y Energía con anterioridad a la expedición de la Ley 142 de 1994.

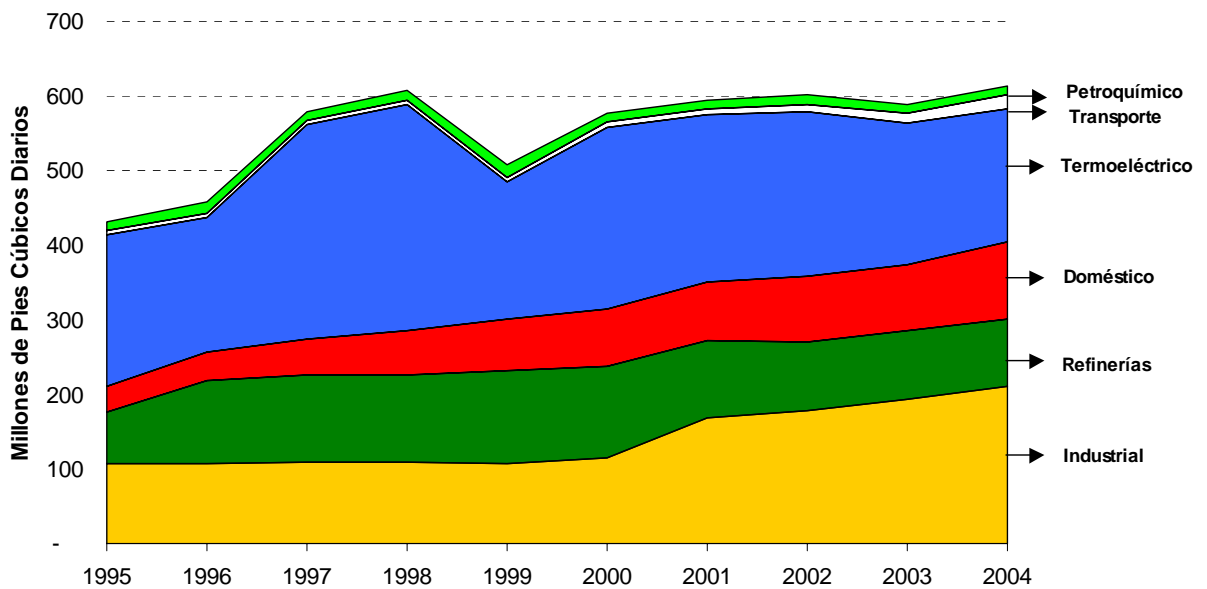
El transporte y la distribución son consideradas actividades monopólicas por sus características económicas, esto es, son activos con costos hundidos que además presentan economías de escala al tener una función de costos decreciente. El transporte y la distribución están sujetos a regulación y los cargos máximos que pueden cobrar son determinados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Finalmente la comercialización comprende todas las actividades de compra y venta del gas natural con destino a los usuarios finales, la medición, la facturación y todo lo que tiene que ver con la relación comercial con los clientes. Para lograr la meta de desarrollar el mercado, se consideró necesario introducir una mayor flexibilidad en el proceso de comercialización, promover la negociación entre productores y grandes consumidores e introducir condiciones de mayor concurrencia en la comercialización y venta de gas. La

comercialización es una actividad libre y solo se establece un cargo máximo regulado por este concepto para los usuarios residenciales o pequeños consumidores.

En la actualidad en Colombia existen cerca de 3.5 millones de usuarios de gas natural. De estos consumidores, en 2004 el sector eléctrico (plantas de generación eléctrica a partir del gas natural) y el sector industrial fueron los más importantes con el 32% y el 33% del consumo total, respectivamente. El consumo del sector residencial (doméstico en la Figura 4) representó el 15%; mientras el consumo de las refinerías y del sector petroquímico alcanzó el 18%. Finalmente el consumo del gas natural para uso vehicular representó el 2% del total.

Figura 4. Evolución del Consumo de Gas Natural en Colombia



Fuente: Ecopetrol

3.2. Precio Regulado para el Gas Producido en los Campos de la Guajira

Para la formación del precio del gas, el Ministerio de Minas y Petróleos (Hoy Ministerio de Minas y Energía) utilizó como metodología un análisis de “net back” mediante el cual, el precio se obtuvo a partir del precio del fuel oil (subproducto del petróleo utilizado en

procesos industriales). Para la actualización de dicho precio, el Ministerio estimó conveniente utilizar el índice de variación del precio del fuel oil de exportación de ECOPETROL (Resoluciones 039 de 1975 y 061 de 1983).

Esta metodología fue adoptada por la CREG (Resoluciones CREG 029 de 1995 y CREG 023 de 2000), no obstante se ha manifestado por parte de los agentes, que el índice que sirve de referencia para la actualización, no permite una eventual utilización de coberturas financieras que mitiguen la incertidumbre de precios. Adicional a esto, es posible afirmar que existen imperfecciones en la información que se utiliza para la formación del precio, como se explica a continuación.

Según la metodología que se encuentra vigente para la actualización del precio del gas natural en boca de pozo, el Artículo 2 de la Resolución 039 de 1.975 establece lo siguiente:

*“**Artículo Primero.** Fijase el precio de US\$0.50 por cada mil pies cúbicos, en campo de producción, para el gas natural no asociado proveniente de los yacimientos que explotan conjuntamente Texas Petroleum Company y la Empresa Colombiana de Petróleos, y que se adquiera por la Electrificadora de la Guajira, filial del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, con destino a la generación de esta forma de energía para el servicio público del Departamento de la Guajira.*

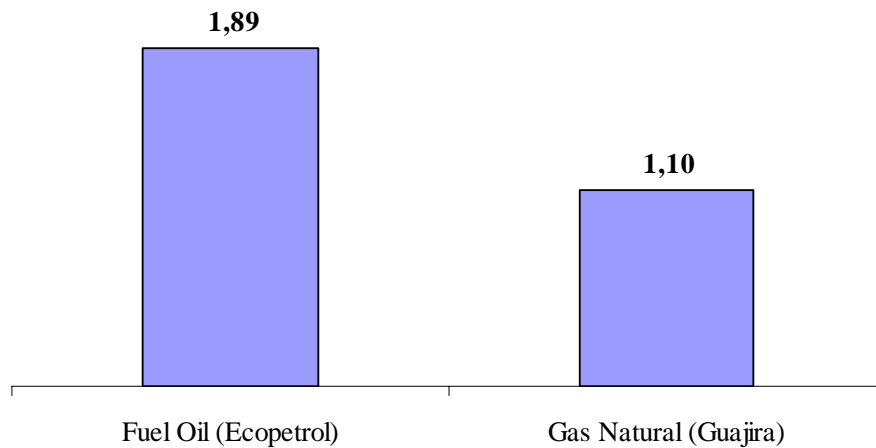
***Artículo Segundo.** Fijase el precio de US\$0.80 por cada mil pies cúbicos, en campo de producción, para el gas natural no asociado proveniente de los yacimientos que explotan conjuntamente Texas Petroleum Company y la Empresa Colombiana de Petróleos, que se adquiera para usos distintos del mencionado en el artículo anterior.*

***Parágrafo.** Este precio se ajustará proporcionalmente a las variaciones que tenga el Fuel Oil de exportación FOB Cartagena, durante el semestre anterior.”*

No se encontró documentación de los estudios que llevaron a la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural a definir esta metodología de fijación del precio. Sin embargo, un análisis del sentido económico de esta fórmula puede llevar a concluir lo siguiente.

El precio inicial fijado en US\$1,10 por cada mil pies cúbicos es equivalente a cerca de un 58% (agregando el costo del transporte del gas desde la Guajira hasta Cartagena, de aproximadamente US\$0,30/KPC, para hacer la comparación equivalente en ubicación geográfica) del precio de exportación del fuel oil de ECOPETROL en el mes de agosto de 1977, si se comparan los precios en términos de energía⁴ (con base en el poder calorífico de cada combustible, Ver Figura 5).

Figura 5. Comparación de Precios (US\$/MBTU⁵)



Fuente: ECOPETROL y Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía

En ese año, el yacimiento de la Guajira era el primer descubrimiento de gas libre en el país, y la estrategia adoptada por el Gobierno a través del Ministerio de Minas y Petróleo, al parecer, fue fijar el precio del gas natural por debajo del precio del fuel oil, con la intención de reemplazar el consumo interno de este último y masificar el consumo de gas natural en

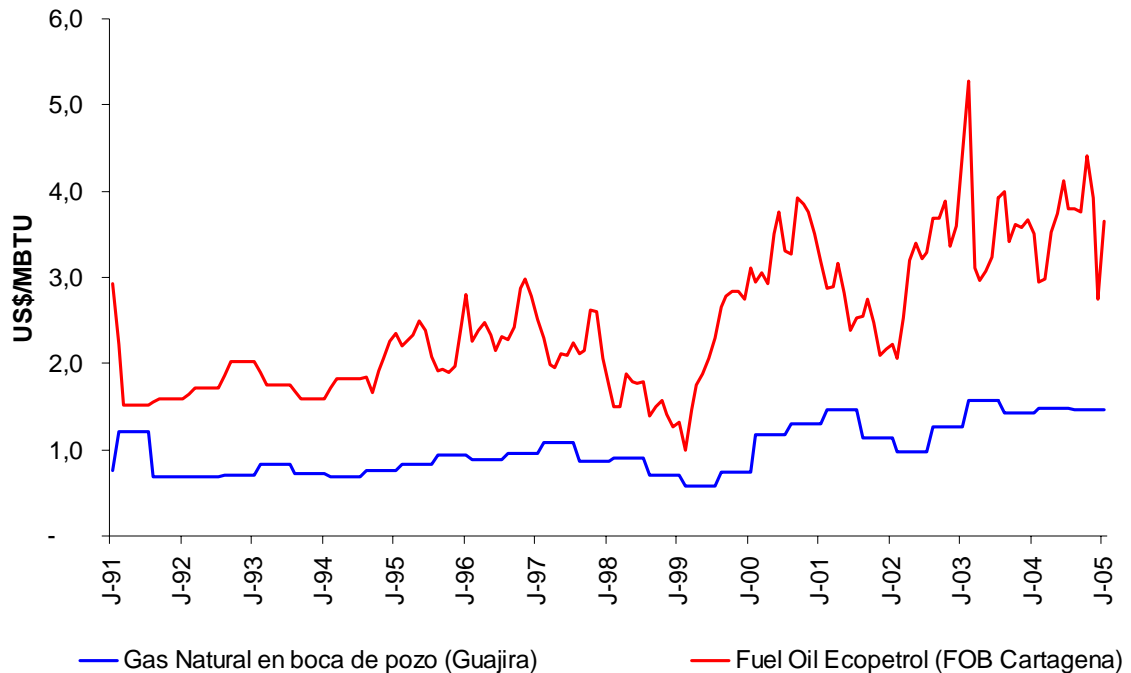
⁴El precio del Fuel Oil que se utilizó para hacer esta comparación corresponde al precio de exportación (FOB Cartagena) de ECOPETROL que no necesariamente era igual al precio de venta a nivel nacional, sin embargo al no contar con la información del precio nacional se utilizó el precio de exportación.

⁵ British Thermal Unit (BTU), en millones. Equivale a la cantidad de calor que se requiere para incrementar la temperatura de una libra de agua en 1 grado Fahrenheit, y es igual a 252 calorías.

el país. Con esta señal de precio, se daba viabilidad a la explotación de las reservas de los yacimientos encontrados al generarle un mercado interno, al mismo tiempo que se obtenían beneficios ambientales al incentivar el consumo de un combustible más limpio.

En lo que tiene que ver con la actualización de este precio, la Resolución estableció un ajuste proporcional a las variaciones del precio del fuel oil de exportación de ECOPEPETROL durante el semestre anterior. Éste vínculo, garantizaba que la señal para sustituir el consumo de un combustible por otro fuera sostenible en el tiempo, ya que el precio del gas a nivel nacional tendría la misma tendencia del precio de exportación del combustible que se pretendía sustituir, logrando que el diferencial de precios que se había generado para incentivar la demanda a la sustitución, fuera permanente. En la práctica, esta ha sido la situación, según se observa en la Figura 6.

Figura 6. *Evolución del Precio del Gas (Guajira) y del Fuel Oil de Ecopetrol*



Fuente: ECOPEPETROL

Como se puede leer en el Parágrafo de la Resolución 039 de 1975, el ajuste es proporcional a la variación del precio del fuel oil de exportación durante el semestre anterior, con lo cual se generó un rezago en el comportamiento de los precios del gas natural con respecto a los precios del fuel oil de exportación de ECOPETROL. Las variaciones del precio del fuel oil se ven reflejadas en el precio del gas natural un semestre después (Ver Figura 6).

Adicionalmente, para el cálculo de precio se ha venido utilizado un promedio ponderado por el volumen de exportación de fuel oil de cada mes durante el semestre anterior (según la fórmula que se presenta a continuación). Es importante destacar que esta fórmula no está explícita en la Resolución 039 de 1975, no obstante es la fórmula que ha sido utilizada por ECOPETROL para actualizar el precio cada semestre.

$$P_t = \frac{0,8 \times FO_{t-1}}{11,9098}$$

Donde:

P_t = Precio (US\$/KPC), que será definido para el semestre

FO_{t-1} = Promedio del precio de exportación ponderado por volumen de exportación de fuel oil (FOB) Cartagena durante el precedente de seis (6) meses⁶

11,9098 = Es el promedio del precio del fuel oil de exportación de ECOPETROL para el semestre comprendido entre Febrero y Agosto de 1977.

Es posible demostrar que, matemáticamente, no hay diferencias representativas entre usar un promedio ponderado y un promedio aritmético simple (en el Anexo 2 se presenta la demostración matemática realizada por el Profesor Rafael Bautista), y por el contrario se tienen más variables que pueden agregar desconfianza cuando se calcula un promedio ponderado por volumen. Es así como, independientemente del promedio que se utilice, en

⁶ Fuente: ECOPETROL, página de Internet, www.ecopetrol.com.co

la práctica el efecto es que las variaciones del precio del fuel oil (FOB Cartagena) serán atenuadas y no se trasladan al precio del gas natural, como en efecto ha sucedido (Ver Figura 6).

En este sentido, al analizar la volatilidad del precio, en efecto el promedio (independientemente de que sea ponderado) atenúa el impacto de las variaciones del precio del fuel oil sobre el precio del gas natural. Por lo tanto, aunque el fuel oil de exportación de ECOPETROL ha tenido una volatilidad del 327%, el precio del gas natural en boca de pozo (Guajira) registró una volatilidad del 17% (en el período 1995-2004, Ver Figura 6).

En mercados competitivos⁷, la señal de precio refleja las condiciones de oferta y demanda de equilibrio. En este sentido, los precios son fundamentales para el funcionamiento de los mercados, ya que permiten a los agentes tomar decisiones eficientes de inversión y/o consumo. En el mercado colombiano, las variaciones del precio regulado están en función de las del precio de exportación de uno de sus combustibles sustitutos⁸, y por lo tanto, como es de esperarse el comportamiento de la demanda de gas no responde a variaciones del precio, y por lo tanto, su tendencia no responde a la percepción de escasez o abundancia que tenga el mercado sobre el producto (Ver Figura 7).

En los mercados energéticos se han desarrollado metodologías para revelar y difundir la información de precios de mercado a través de índices creados y publicados por las agencias de prensa especializadas. En Estados Unidos por ejemplo, los precios del gas natural que es transado en los centros de mercado⁹ se han convertido en referencia para la mayoría de las transacciones físicas y financieras entre los diferentes participantes. Para la publicación de la información de precios y/o volúmenes transados, en la actualidad existen diferentes agencias de información que se encargan de recolectar los datos para generar

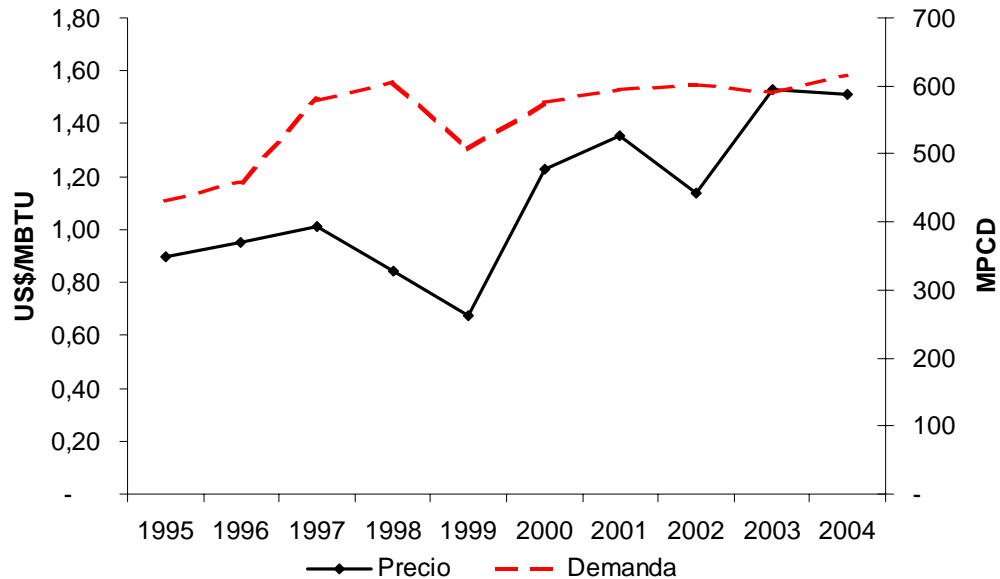
⁷ Mercado competitivo: Aquel en el que la producción de un agente es tan pequeña en relación con la producción total, que sus decisiones de producción (aumento o disminución) no pueden afectar el precio de la industria en general. Los agentes son precio aceptantes. (Microeconomía, Call y Holahan. 1983)

⁸ Se toma el precio del gas de la Guajira teniendo en cuenta que representa el 75% del mercado.

⁹ En el Anexo 3 se presenta una descripción del significado de los centros de mercado

índices de precios. Los más comúnmente utilizados son: “Inside FERC”, “Natural Gas Intelligence”, “Gas Daily” de Platts, “Natural Gas Week” de Energy Intelligence, y Bloomberg.

Figura 7. Tendencia del Precio Máximo Regulado (Guajira) vs. Demanda Total



Fuente: Cálculos CREG

Si bien en Colombia no se utilizan índices de precios particulares de gas natural, para la actualización del precio regulado en boca de pozo (metodología vigente), se tiene en cuenta un índice (el precio del fuel oil de exportación de ECOPETROL es el índice), por lo que es pertinente un análisis de lo que representan los índices de precios de energía donde éstos son utilizados.

El índice de precios debe tener ciertas características para que sea reconocido y aceptado por el mercado. En Estados Unidos, el ente regulador (Federal Energy Regulatory Commission – FERC) ha identificado que la credibilidad del índice está relacionada con: i) el volumen de transacciones que es utilizado para su cálculo, y ii) la calidad (trasparencia) de la información involucrada (FERC, 2004).

La liquidez de un mercado se ha definido como la capacidad para realizar transacciones, que depende de la voluntad de las potenciales contrapartes para hacerlo (Economides, 1992). Típicamente, la liquidez se mide en dos aspectos: margen y profundidad. Con el margen se mide la diferencia entre el precio demandado y ofrecido (bid-ask spread); mientras que con la profundidad se determina la capacidad que tiene un comercializador de comprar o vender sin tener que modificar el precio en su contra.

Es posible aplicar el concepto de liquidez del mercado, al índice de precios. Un índice calculado a partir de un volumen de transacciones representativo de la actividad total del mercado, será considerado por los agentes como un índice líquido y, por lo tanto, mejorará la percepción de credibilidad.

En cierta medida, el volumen y la cantidad de las transacciones dan a los usuarios del índice una idea de la liquidez que tiene el mercado, a mayor volumen de transacciones utilizadas para calcular el índice, su resultado reflejará mejor las condiciones reales del mercado, y por lo tanto será más líquido y transparente. El precio de exportación del fuel oil de ECOPETROL, como índice, solo refleja las transacciones de un solo agente y, aunque se tiene como referencia el precio internacional, no refleja la situación general de mercado (por las particularidades de la negociación en términos de calidad y disponibilidad del producto que afectan el precio de venta de ECOPETROL).

La calidad de la información involucrada en la determinación del índice de precios, es un aspecto que también afecta su credibilidad. Considerando que los índices de precios son calculados por agencias de prensa especializadas, a partir de la información que es reportada por los participantes del mercado, es fundamental tener en cuenta la calidad de los reportes, para lo cual se establecen metodologías con el fin de auditar la información.

Uno de los inconvenientes que más afecta la credibilidad en el índice que se utiliza en Colombia (fuel oil de exportación de ECOPETROL), es que el cálculo se hace por parte del mismo agente que provee la información, lo cual no garantiza la calidad de la información

utilizada al no existir una metodología independiente para realizar una auditoría de los datos reportados.

Adicionalmente, esta situación da origen a un problema de asimetría de información. En efecto, una de las partes tiene más información que las demás, en particular sobre una de las variables que sirve de referencia para, por ejemplo, estructurar un contrato de cobertura financiera. Esta situación se puede asimilar con el problema de selección adversa que se presenta entre Principal y Agente, cuando este último tiene más información que el primero sobre alguna de las características relevantes que rige la relación entre los dos (Macho, Pérez, 1994), y que es una de las manifestaciones de información asimétrica.

Para ilustrar mejor la situación, algunos ejemplos clásicos de selección adversa son los siguientes: i) una empresa regulada (Agente) que conoce mejor que el ente regulador (Principal) el mercado en el que opera y sobre el que este último debe establecer las reglas bajo las que se debe operar; y ii) una compraventa de carros (Agente) de segunda que tiene mejor información sobre el estado de los carros que el comprador (Principal).

En este caso particular, ECOPETROL (Agente) tiene información privilegiada sobre las variables que afectan el cálculo del precio regulado del gas natural en Colombia, ya que es la fuente de la información con la que forma el índice. Por su parte, los compradores de gas y quienes estén interesados en estructurar un contrato financiero de cobertura (considerados en este caso como el Principal), no tienen la misma información, lo que genera entonces una situación de selección adversa.

En una situación de información asimétrica se modifica el equilibrio de mercado, es decir, hay una pérdida de eficiencia, y en algunos casos, puede dar lugar para que no exista equilibrio y no exista el mercado. Otra consecuencia, es que el Agente que tiene información privilegiada obtiene una utilidad mayor que la utilidad de reserva, esto es, el Principal establece la restricción de participación suponiendo que la información es igual

para todos, y el Agente que tiene más información obtiene entonces una renta adicional por este hecho (Macho, Pérez, 1994).

En conclusión:

- El índice que se utiliza para actualizar el precio regulado del gas natural producido en los campos de la Guajira presenta problemas de liquidez, porque solo representa las transacciones de un solo participante en el mercado internacional del fuel oil. Adicionalmente, las exportaciones de fuel oil de ECOPETROL no son constantes en el tiempo y por lo tanto el índice no se genera con datos de precios diarios, lo que atenúa los problemas de liquidez.
- Debido a que la fuente de la información de precios del fuel oil que se utiliza para calcular el índice de actualización es uno de los productores-comercializadores de gas natural, se genera un problema de asimetría de información.
- Los problemas de baja liquidez y asimetría de información afectan la credibilidad que tiene el mercado en el índice que se utiliza para actualizar el precio regulado del gas natural producido en los campos de la Guajira.
- El índice de precios del fuel oil de exportación de ECOPETROL es una referencia que no permite a los participantes del mercado acudir a las herramientas financieras de cobertura ante una eventual necesidad de administrar la incertidumbre de precios.
- ECOPETROL puede incidir directamente en la formación del precio regulado del gas, a través de decisiones comerciales que alteren las variables que conforman el índice.
- El índice calculado no corresponde a un producto homogéneo.

3.3. Propuestas de los Participantes de la Industria

En relación con el tema de la metodología de actualización del precio regulado del gas natural en Colombia, los participantes de la industria han planteado a la Comisión de Regulación de Energía y Gas algunas propuestas, que para efectos de complementar esta investigación se resumen a continuación.

Existen propuestas de parte de la Unidad de Planeación Minero-energética – UPME; de la Cámara de Energía y Gas de la Asociación Nacional de Industriales – ANDI; de la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica – ACOGEN; y de ECOPETROL y Chevron como productores de gas natural. Las recomendaciones de estas entidades se pueden resumir en las siguientes:

- Actualización del precio regulado de gas natural tomando como referencia el precio internacional del fuel oil.
- Mantener la metodología actual estableciendo una banda de precios máximos y mínimos, como límite a las posibles variaciones.

Para llegar a proponer el precio internacional del fuel oil como índice de actualización se realizaron regresiones simples entre las series del fuel oil de exportación de ECOPETROL (FOB Cartagena) y diferentes combustibles transados en el mercado internacional. No obstante, por tratarse de series de tiempo es necesario realizar un análisis de cointegración. Así mismo, se debe evaluar la estacionariedad de las series, ya que cuando se hace una regresión de dos series que son no-estacionarias, se corre el riesgo de generar una regresión espuria o sin sentido (spurious regression). Al parecer, lo anterior no fue considerado en el análisis, por lo que se requiere el desarrollo de un análisis más completo para soportar dicha propuesta.

En cuanto a la banda de precios de la segunda propuesta, el autor de ésta investigación considera que establecer una banda (rango entre el mínimo y el máximo) distorsionaría la señal de precios y podría afectar los incentivos para la inversión en exploración de nuevas reservas, lo cual tendría un efecto negativo en el sector de gas natural.

En cierta forma, cuando se establece un límite máximo al precio de gas (de acuerdo a la banda propuesta) el regulador estaría asignando un subsidio en especie a todos los compradores a través del vendedor (en este caso el vendedor estaría entregando una cierta cantidad de gas a un precio menor por lo que el comprador estaría recibiendo un subsidio en especie). Si el objetivo de la propuesta es abaratar el precio de gas para los compradores a través de un subsidio, desde el punto de vista microeconómico se ha demostrado que el subsidio directo a los compradores en efectivo impone una menor limitación en el conjunto de elecciones y permiten una mejora más amplia de las utilidades para los consumidores (Call y Holahan, 1983). Adicionalmente, tratándose de un subsidio, le corresponde al Estado (Congreso de La República) asignar los recursos para otorgarlo, y no puede el ente regulador obligar a los vendedores de gas a entregar un subsidio a los compradores.

3.4. Propuesta de Metodología para la Actualización del Precio Regulado

A partir de las conclusiones del diagnóstico de la metodología vigente para la actualización del precio regulado del gas natural en boca de pozo (sitio de producción), presentadas anteriormente, el objetivo de esta investigación es encontrar una metodología que permita solucionar los inconvenientes de la que esta vigente. En esta sección se presentan los análisis que fueron desarrollados para llegar a la propuesta.

Entre los objetivos que se pretenden alcanzar con la nueva propuesta, se encuentra facilitar la eventual utilización de instrumentos financieros para cobertura de precios. En Colombia no existe un mercado financiero organizado de energía, por lo que, para estructurar una cobertura, se debe utilizar como referencia un mercado internacional en el que se transen este tipo de productos. Si el precio interno tiene una relación con los mercados

internacionales, como en cierta forma actualmente sucede, es posible pensar que una cobertura es factible.

Adicionalmente, una de las restricciones que deberá cumplir la propuesta que se planteó, es conservar la estabilidad regulatoria, por lo que no se pueden modificar drásticamente las condiciones con las que se desarrollaron las inversiones y con las que se ha desarrollado el negocio en los últimos años. En este sentido, conservar la señal del mercado internacional en el precio regulado, puede llevar a satisfacer esta restricción, teniendo en cuenta que en estas condiciones se han ejecutado las inversiones en el sector.

No obstante, estas no son las únicas razones para conservar la relación entre el precio interno del gas y el mercado internacional, a continuación se presenta un análisis de la relación que existe entre los dos, para efectos de justificar la utilización de la referencia internacional para determinar el precio interno, reforzando así los argumentos de conveniencia regulatoria antes descritos.

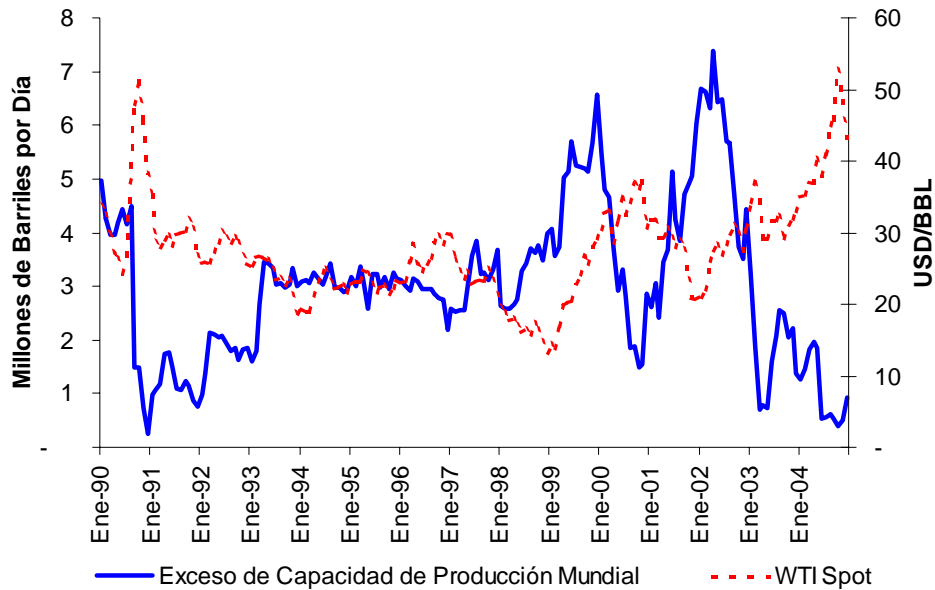
3.4.1. El Petróleo y el Gas Natural en el Mundo

Si bien el negocio del gas natural es desarrollado por las compañías petroleras que operan a nivel mundial, hasta hace poco se consideraba un negocio regionalizado. No obstante, en los últimos años se ha internacionalizado al igual que el del petróleo. La inestabilidad política que caracteriza los países donde se encuentran los grandes depósitos de petróleo, y el incremento en el consumo mundial de crudo por el crecimiento que registran las economías asiáticas, impulsadas principalmente por China, han estrechado la capacidad de suministro mundial.

Estos hechos han generado una reducción del exceso de producción y una consecuente disminución en el nivel de inventarios, estrechando el balance entre oferta y demanda (Figura 8) que se ha reflejado en un incremento en la señal de precios de crudo en los

mercados internacionales (The Wall Street Journal Americas, 28 y 29 de Septiembre de 2004).

Figura 8. Exceso de Capacidad de Producción Mundial de Petróleo



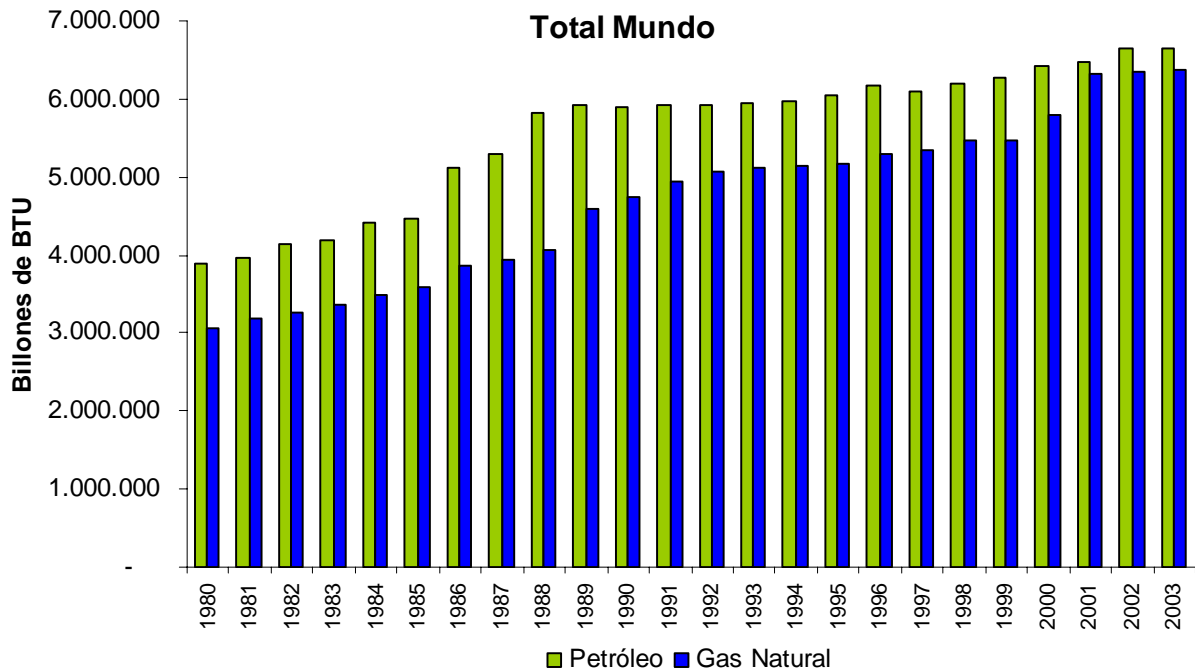
Fuente: Energy Information Administration, 2005

Esta coyuntura de la industria del petróleo ha impulsado la exploración y el desarrollo de proyectos de gas natural. Los inversionistas están prefiriendo esta industria debido a que los países donde se encuentran suministros abundantes de gas natural están abiertos al desarrollo y tienen mayor estabilidad política. Esta tendencia se refleja en el nivel de reservas probadas de gas natural en el mundo, las cuales se han incrementado en mayor proporción que las de petróleo a tal punto que, a 2003, su cantidad era comparable en términos de energía (Ver Figura 9).

Adicionalmente, el consumo de gas natural como proporción del consumo de energía mundial se ha incrementado. Mientras en 1980 la participación del gas natural en el consumo de energía global era del 19%, en 2002 su participación se incrementó al 23%. La tendencia en el crecimiento del mercado de gas y la evolución hacia su desregulación han

generado una convergencia de los precios con el petróleo a nivel internacional, como se puede observar a continuación (Ver Figura 10).

Figura 9. *Evolución de las Reservas Probadas de Petróleo y Gas Natural en el Mundo*



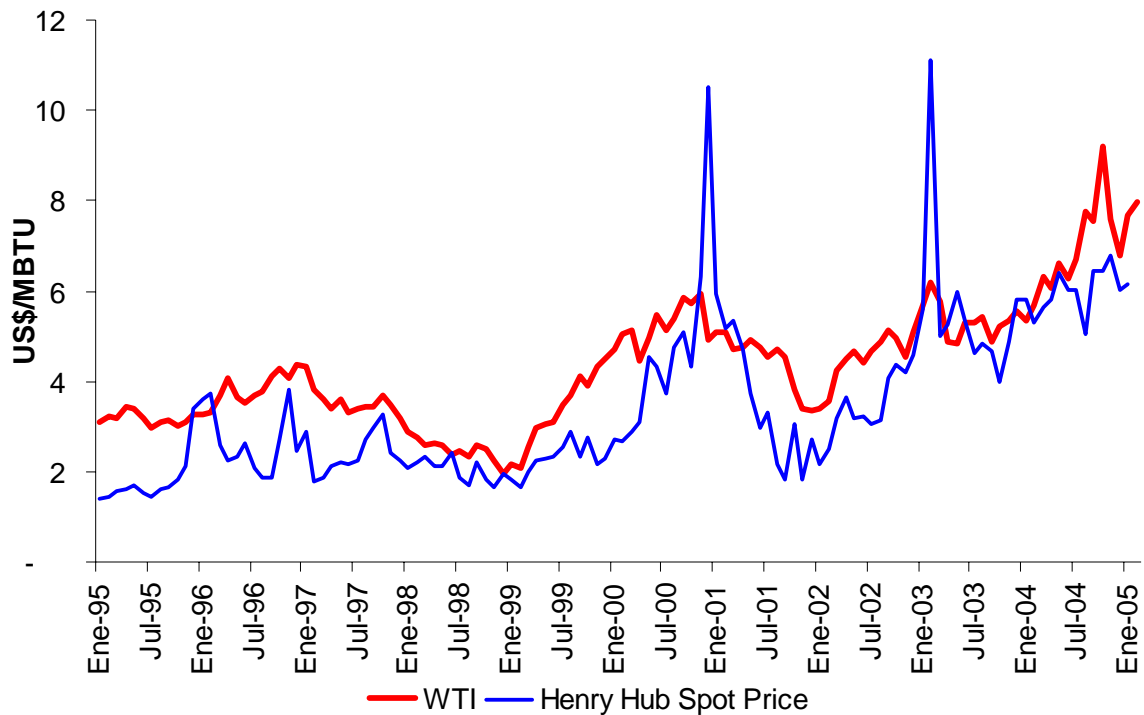
Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2004

Por las tendencias de los mercados, a mediano plazo es de esperarse que los precios nacionales del gas natural se vean afectados por las condiciones del mercado internacional del petróleo y del gas natural.

Un análisis de la industria del gas natural en un mercado regional, permite concluir que no es necesario que se registren transacciones en los mercados internacionales de gas natural (exportaciones y/o importaciones) para hacer explícito el vínculo entre los precios internacionales y los precios regionales. El solo hecho de que los participantes del mercado a nivel regional sean compañías petroleras que están en el mercado mundial de la energía (las compañías que venden petróleo y sus subproductos, también venden gas natural), es argumento suficiente para demostrar que el costo de oportunidad para estas compañías está

determinado por las condiciones del mercado internacional del gas natural donde generalmente también actúan. Por lo tanto, para asegurar la oferta de gas natural en el largo plazo las señales económicas de precio a nivel regional deben ser suficientes para atraer la inversión de estos participantes, considerando las condiciones de los mercados internacionales.

Figura 10. Evolución de los Precios del Gas Natural y del Petróleo



Fuente: Energy Information Administration

A partir de lo anterior, proponer la utilización de un índice de precios de un producto en el mercado internacional tiene entonces las siguientes ventajas:

- Permite utilizar los mercados financieros de energía internacionales, que se caracterizan por su liquidez y desarrollo, lo cual facilita las coberturas.

- Garantiza a largo plazo una señal de precios que incentiva la inversión en el mercado nacional.
- Conserva la estabilidad regulatoria.

3.4.2. Análisis Estadístico de las Series de Precios

En este punto, el siguiente paso es encontrar el índice de precios que mejor se ajuste estadísticamente para aprovechar las ventajas identificadas anteriormente. En esta sección se presentan los análisis estadísticos que fueron desarrollados para seleccionar el índice de precios que se utilizará en la metodología de actualización propuesta.

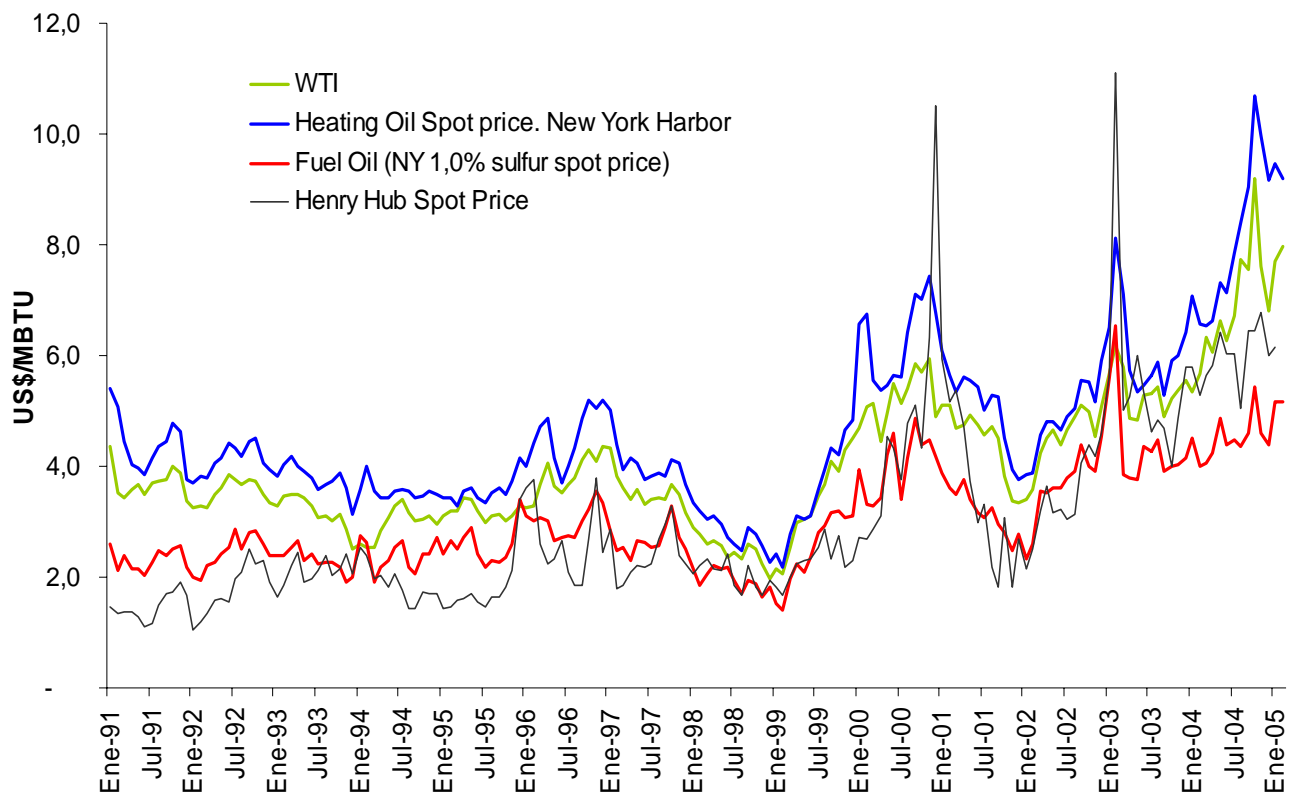
Teniendo en cuenta que el fuel oil es un subproducto del petróleo, se escogieron las series de precios de los siguientes “commodities¹⁰” para analizarlas con respecto al fuel oil de exportación de ECOPETROL. En la siguiente Tabla se presenta un resumen de las características de cada serie, indicando el tipo de precio, el mercado donde se forma el precio y la fuente que se utilizó para obtener la información. La frecuencia de los datos de todas las series es mensual y comprenden un período desde enero de 1991 hasta diciembre de 2004. En la Figura 11 se presenta una comparación de las series de precios en términos de energía (Millones de BTU)

Gráficamente es posible observar un comportamiento similar, no obstante, un análisis de los fundamentales de estos combustibles permite observar la relación existente entre ellos. El fuel oil y el heating oil son los subproductos del petróleo más utilizados para generar calor y electricidad, (Como se puede ver en el Anexo 4, el fuel oil destilado-heating oil- es un producto más liviano y por lo tanto de mayor valor económico; mientras que el fuel oil residual es más denso y menos utilizado en aplicaciones residenciales y comerciales).

¹⁰ Las características de los “commodities” son: i) el producto es genérico, ii) se compra por precio no por calidad, iii) es vendido por agentes en competencia, iv) el precio del producto es determinado de acuerdo a la oferta y la demanda.

Serie de Precios	Unidades	Tipo de Precio	Mercado	Fuente
Heating oil	US\$/Galón	Spot	Nueva York	EIA ¹¹ (Departamento de Energía de EEUU)
Fuel oil 1,0% azufre	US\$/Barril	Spot	Nueva York	Bloomberg
Gas natural	US\$/MBTU	Spot	Henry Hub	Bloomberg
Petróleo	US\$/Barril	Spot	Golfo de México	EIA (Departamento de Energía de EEUU)

Figura 11. Series de Precios Analizadas

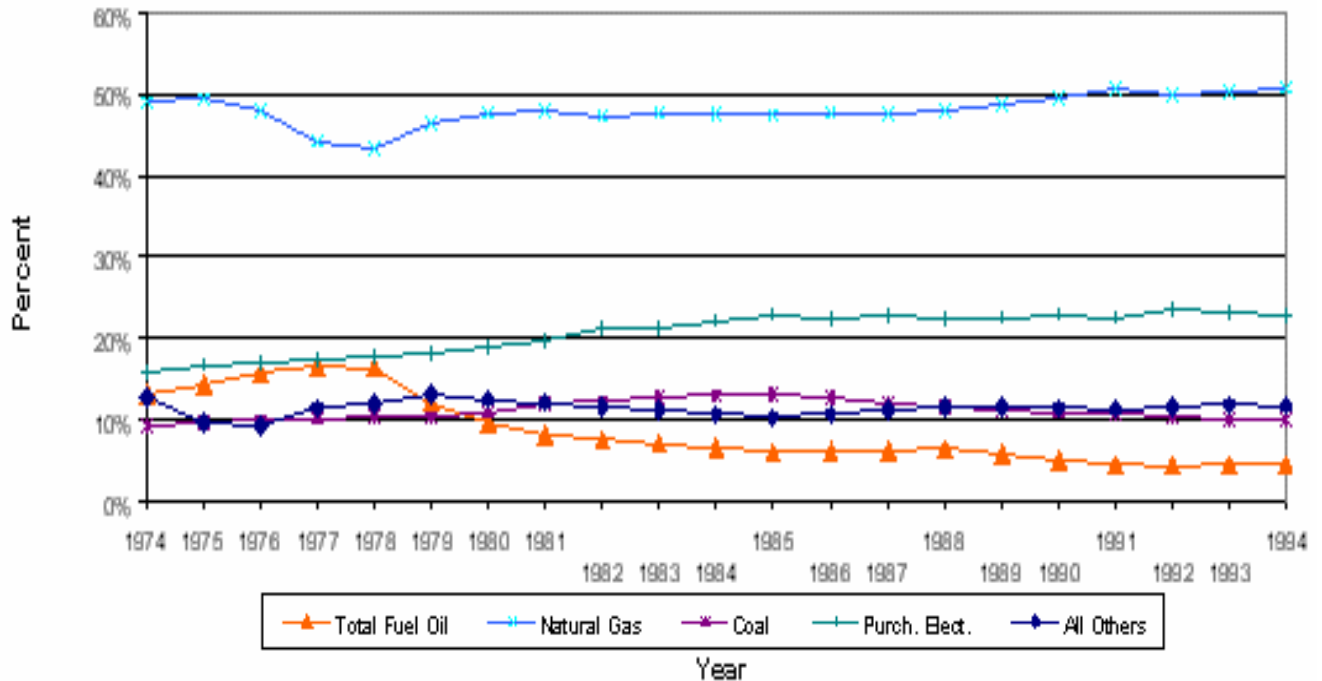


Fuente: Ver Tabla anterior. En el Anexo 8 se encuentran las series de datos

¹¹ EIA: Energy Information Administration

En las últimas décadas, la utilización del fuel oil por parte del sector industrial se ha reducido. En la Figura 12, se puede observar como la participación de las compras de fuel oil para uso industrial se redujo del 16,5% en 1977 al 4,5% en 1994.

Figura 12. Porcentaje del Total de Compras por Tipo de Combustible



Fuente: Energy Information Administration. Office of Energy Markets and End Use, Manufacturing Energy Consumption Survey (MECS)

Esta tendencia parece tener sus explicaciones en factores del mercado de energía y en externalidades, esto es:

- Cambios en las especificaciones de utilización del crudo.
- Progreso de las refinerías que aprovechan mejor el crudo. Han incrementado su producción de gasolinas y destilados, reduciendo la proporción de productos más pesados como el fuel oil residual.
- Limitaciones y restricciones ambientales en el uso del fuel oil.
- Disponibilidad de abundantes reservas de gas natural a un precio relativamente bajo.

- Los incrementos en las ventas de fuel oil residual han sido temporales, específicamente cuando los diferenciales de precio relativo al gas natural hacen factible la sustitución (switch) y, cuando los contratos interrumpibles de gas tienen efectos en períodos de invierno fuertes.

Por su parte, el gas natural es utilizado para generación de calor (usuarios residenciales durante las épocas de invierno) y electricidad (las nuevas plantas de generación eléctrica son a base de gas natural), y tiene también aplicaciones comerciales e industriales. Por tratarse de un combustible más limpio, desde el punto de vista ambiental, a nivel mundial está sustituyendo el consumo de los subproductos destilados medios del petróleo, no obstante, en ocasiones ha registrado niveles altos de precios que han llevado a que las ventas de heating oil y fuel oil se recuperen (EIA, 2004).

En cuanto al heating oil, es un combustible que es utilizado principalmente para el calentamiento de ambientes por usuarios residenciales. No obstante, cuando los precios del diesel se incrementan, las refinerías modifican sus esquemas de producción y aumentan la producción de este tipo de destilados (diesel para vehículos, jet fuel para los aviones), lo cual reduce la oferta de heating oil, la cual debe ser atendida por fuel oil o gas natural. En el mercado de NYMEX, se transan contratos de futuros de Fuel Oil No. 2 (Heating Oil), para entrega en el puerto de Nueva York, que es el principal centro de mercado de transacciones físicas.

En términos generales, en los segmentos de consumo para generación de calor y electricidad, el heating oil, el fuel oil y el gas natural son productos que están en competencia. A nivel internacional cada vez se produce menos fuel oil, y la tendencia es a producir un fuel oil con menor cantidad de azufre. En Estados Unidos, se castiga económicamente el consumo de combustibles sucios como el fuel oil, por lo que su precio se debe reducir para poder competir con el gas natural, y de esta forma compensar las penalizaciones ambientales y los costos adicionales impuestos por su utilización (por

ejemplo, mayor contaminación de los equipos), por lo que el precio del fuel oil en ocasiones no tiene relación con lo que sucede en el mercado del petróleo.

Para encontrar el mejor indexador para el precio regulado del gas natural en Colombia, se realizó un ejercicio histórico de actualización utilizando como referencia la variación de precios de los “commodities” seleccionados, considerando la competencia existente entre ellos en los mercados internacionales de energía, como se presentó anteriormente. Se utilizó la misma fórmula actual, pero con un promedio aritmético y no ponderado por volumen, esto es:

$$PMR_t = PMR_{t-1} \times \frac{\overline{INDICE}_{t-1}}{\overline{INDICE}_{t-2}}$$

Donde:

PMR_t = Precio máximo regulado que regirá durante el semestre actual

PMR_{t-1} = Precio máximo regulado del semestre anterior

\overline{INDICE}_{t-1} = Promedio aritmético del índice en el semestre anterior

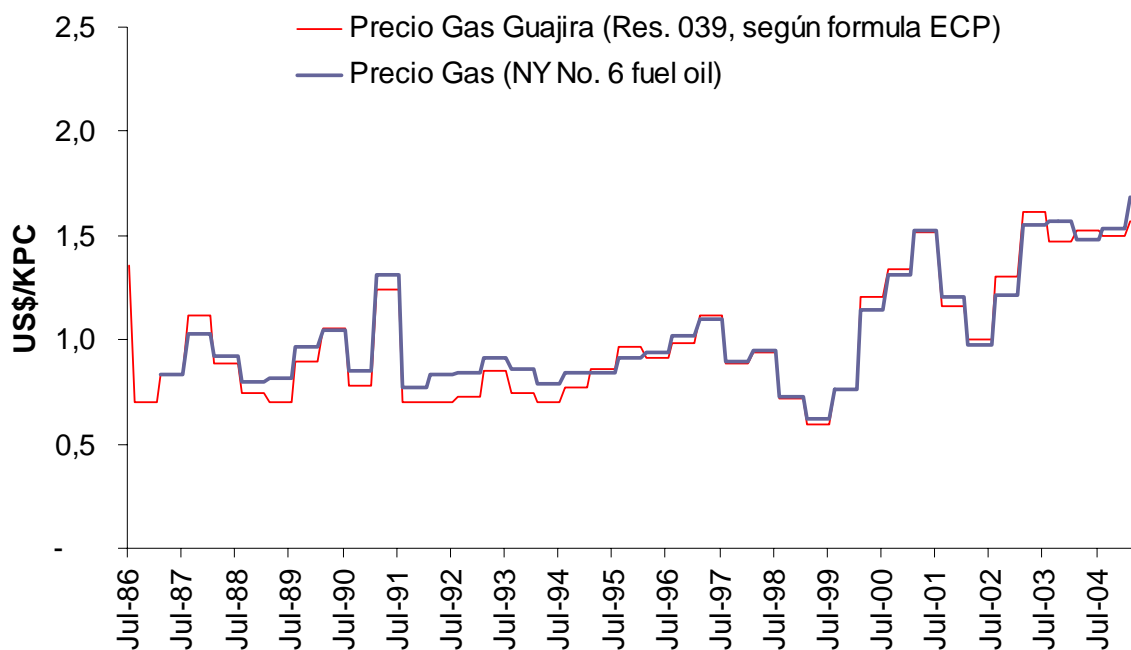
\overline{INDICE}_{t-2} = Promedio aritmético del índice en el semestre anterior al anterior

$INDICE$ = Precio de cada uno de los “commodities” seleccionados

A partir de este ejercicio, se encontró que el precio del fuel oil (Residual Fuel Oil No. 6 1,0% sulfur) para entrega en el puerto de Nueva York, es el índice que mejor se ajusta estadísticamente para hacer la actualización del precio regulado del gas natural en Colombia ya que es el que genera menores desviaciones con respecto a lo que ha sido el precio observado. Los otros “commodities” se descartan porque al comparar el comportamiento histórico del precio del gas actualizado con cada uno de ellos, con el precio regulado (el histórico real) se observan comportamientos con desviaciones significativas, por lo que son los que menos neutralidad ofrecen.

En el Anexo 5 se presentan las series del precio regulado del gas natural en Colombia actualizado con las variaciones del precio de los diferentes “commodities” y en la Figura 13 se muestra la comparación del precio histórico del gas natural y el precio que resulta con la actualización en función de las variaciones del precio internacional del fuel oil (Residual Fuel Oil No. 6 1,0% sulfur).

Figura 13. Precio Regulado del Gas Natural Histórico y Propuesto



Fuente: ECOPETROL y Cálculos Propios

Los promedios de las diferencias entre cada uno de los indexadores (calculados con cada uno de los “commodities” seleccionados) con respecto al indexador actual (precio del fuel oil de exportación de ECOPETROL), muestran que el que menores desviaciones genera es el fuel oil en Nueva York (New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price), como se presenta en la siguiente Tabla.

Commodity	Heating Oil (Spot)	WTI (Spot)	Henry Hub Spot Price	Fuel Oil (NY 1,0% sulfur spot price)
Promedio de diferencias con respecto al indexador actual	1,268%	0,848%	21,649%	0,037%

Para calcular estos promedios se utilizó la siguiente fórmula:

$$Pr\ omedio = \frac{1}{n} \times \sum (IndiceCommodity_i - IndiceEcopetrol_i)$$

Donde:

IndiceCommodity: Es el valor del índice hipotético para cada semestre de cálculo del precio regulado, determinado con los precios de cada “commodity” seleccionado.

IndiceEcopetrol: Es el índice calculado con los precios del fuel oil de exportación de ECOPETROL para cada semestre.

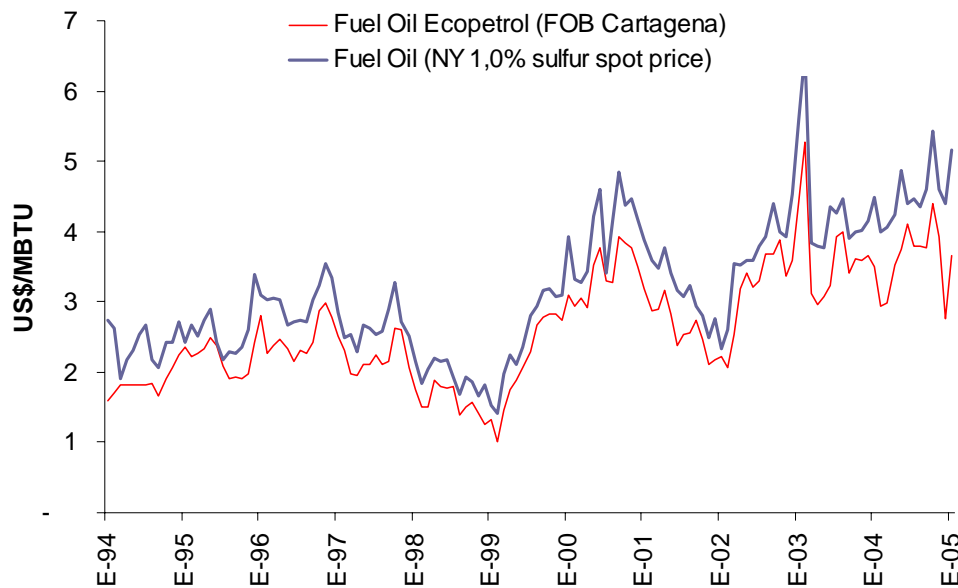
n: Es el número de datos utilizados (semestres desde el año 1986 hasta febrero de 2005)

Los “commodities” como el petróleo y sus subproductos, se caracterizan por tener mercados competitivos, líquidos y desarrollados. En este tipo de mercados los márgenes entre precio demandado y ofertado (bid-ask spread) son reducidos, con lo cual se refleja el nivel de competencia. Adicionalmente, es un mercado profundo, en la medida en que los agentes pueden abrir y cerrar sus posiciones, sin mayores variaciones de precio en su contra. Estas características llevan a que un índice de precios de este tipo de mercados tenga liquidez y sea representativo de su actividad.

Para reforzar el argumento de transparencia, es posible hacer una caracterización estadística. La serie de los precios internacionales del Fuel Oil (Residual Fuel Oil No. 6) es una serie no estacionaria, diferenciada de orden uno I(1), que tiene las características de un

camino aleatorio¹², lo que significa que tiene una tendencia estocástica, y por lo tanto no se puede predecir el precio del siguiente período, el cual únicamente dependerá del precio del período anterior más un término aleatorio. Adicionalmente, la serie de retornos mensuales¹³ es una serie estacionaria que sigue una distribución normal con media cercana a cero, lo que significa que a pesar de las fluctuaciones, su tendencia será regresar al promedio (Ver Anexo 6), característica de los mercados eficientes (lo mismo ocurre con los precios de las acciones de mercados líquidos).

Figura 14. Precio del Fuel Oil de Exportación (ECOPETROL) y Precio Internacional



Fuente: ECOPETROL, Bloomberg

Teniendo en cuenta que el precio de exportación del fuel oil de ECOPETROL ha tenido un comportamiento similar al precio internacional del fuel oil (Residual Fuel Oil No. 6), como se observa gráficamente en la Figura 14, estas dos series tienen las mismas características estadísticas, por lo que un cambio de la referencia como la que se propone no tendría efectos en el precio máximo regulado del gas en boca de pozo. No obstante, el cambio de referencia si tiene la ventaja de que cuenta con una credibilidad reconocida (es el resultado

¹² $Y_t = Y_{t-1} + U_t$, el precio actual está explicado por el precio del período anterior más un término puramente aleatorio

¹³ Retorno = $\text{Log}(\text{Precio}_t / \text{Precio}_{t-1})$

puro de la acción de las fuerzas de oferta y demanda y es publicado por un agente independiente) que atenuaría las imperfecciones de información que existen actualmente.

Se propone que el precio se calcule cada seis meses como se hace actualmente, y que sea el resultado de multiplicar el precio vigente por un coeficiente de variación que estaría definido como la relación entre los promedios aritméticos del precio spot del Residual Fuel Oil No. 6 (1,0% sulfur) para entrega en el puerto de Nueva York, en cada uno de los dos semestres anteriores (Promedio semestre t-1 dividido promedio semestre t-2). Los demás elementos de la metodología no se modificarían. La formula sería:

$$PMR_t = PMR_{t-1} \times \frac{\overline{INDICE}_{t-1}}{\overline{INDICE}_{t-2}}$$

Donde:

- PMR_t = Precio máximo regulado que regirá durante el semestre actual
- PMR_{t-1} = Precio máximo regulado del semestre anterior
- \overline{INDICE}_{t-1} = Promedio aritmético del índice en el semestre anterior
- \overline{INDICE}_{t-2} = Promedio aritmético del índice en el semestre anterior al anterior
- $INDICE$ = New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price, publicado por el Departamento de Energía de Estados Unidos (Energy Information Administration)

Es importante aclarar que el alcance de esta investigación se limitó exclusivamente al análisis del índice de actualización del precio, y no tuvo en cuenta el análisis del nivel de precios y su racionalidad económica. El análisis de este tema debe ser objeto de otra investigación, ya que se deben involucrar análisis económicos para determinar las condiciones del mercado y concluir sobre la metodología más adecuada para fijar el nivel de precio.

Capítulo 4. Cobertura de Riesgo de Precio

En este capítulo se presentan los resultados del ejercicio práctico de cobertura de precios para compradores y vendedores del mercado de gas natural en Colombia, que es factible después de modificar el índice con el que se forma el precio regulado. En particular, se presentan las motivaciones de la cobertura, el diseño de la misma, un seguimiento a partir de información histórica y los resultados obtenidos.

4.1. Análisis del Riesgo

Las decisiones de cobertura de riesgos son el resultado de un análisis en el cual se deben identificar los riesgos a los que se ve expuesta una compañía en desarrollo de sus negocios. Para el caso particular de este ejercicio, se han seleccionado el productor-comercializador de gas natural para el análisis del vendedor, y por su parte, una compañía de generación eléctrica que utiliza gas natural, desde el punto de vista del comprador teniendo en cuenta su importancia medida en términos del volumen de consumo.

4.1.1. Riesgos del Comprador

La estructura del mercado de gas natural en Colombia permite a los grandes consumidores de gas natural (usuarios no-regulados que son aquellos que tienen un consumo superior a los 100.000 pies cúbicos diarios) negociar el suministro directamente con el productor-comercializador.

Las modalidades de contratación están definidas en la regulación, y en términos generales se establecen dos tipos de contrato a saber:

i) Contrato Pague lo Contratado (Take or Pay): Es un acuerdo de suministro de gas natural en el cual el comprador o quien percibe el suministro se compromete a pagar un porcentaje, o un volumen, del gas contratado, independientemente de que éste sea consumido o no. Las obligaciones de tomar o pagar el gas por parte del comprador o del beneficiario del suministro, en este tipo de contrato, se liquidan mensualmente a partir de volúmenes promedios diarios. La disposición sobre el volumen o el porcentaje de gas que se haya comprometido es un derecho del comprador, y el vendedor o el proveedor debe garantizar la entrega de gas hasta por el 100% del volumen contratado.

El comprador o el titular de los derechos de suministro en un Contrato Pague lo Contratado, tendrá el derecho a utilizar el gas pagado y no tomado, durante los doce (12) meses siguientes al pago del gas no tomado.

ii) Contrato Pague lo Demandado (Take and Pay): Es un acuerdo de suministro de gas natural en el cual el comprador o quien percibe el suministro solamente paga, el gas consumido; y el vendedor o el proveedor se compromete a garantizar la entrega de gas hasta por la demanda identificada contractualmente. Mientras existan reservas suficientes y el suministro sea técnicamente factible, el Contrato Pague lo Demandado garantiza firmeza en el abastecimiento de gas natural hasta por el volumen definido contractualmente.

La principal diferencia que existe entre estos contratos es que el primero generará un pago mensual fijo por parte del comprador en función del volumen mínimo acordado entre las partes contractualmente, mientras que el contrato pague lo demandado solo generará un pago por parte del comprador, en los meses en que éste consuma gas natural. Así mismo, la regulación establece que el precio del contrato pague lo demandado corresponderá al precio máximo regulado, mientras que el contrato pague lo contratado deberá ser inferior y relacionado de manera inversa al porcentaje (%), o volumen, de gas establecido para el pago mínimo mensual. Esto es, un contrato con un pago mínimo mensual equivalente al 70% del volumen máximo contratado, deberá tener un precio menor a uno con un pago mínimo mensual equivalente al 20% del volumen máximo contratado.

Las compañías de generación eléctrica a partir de gas natural deben garantizar la disponibilidad de sus plantas para entrar en operación cuando por las condiciones de oferta y demanda del mercado eléctrico se requieran. Para garantizar la disponibilidad y tener la capacidad de realizar ofertas de ventas de electricidad en el mercado, estas compañías contratan el suministro del gas natural directamente con el productor-comercializador usualmente a través de contratos del tipo Pague lo Contratado. Este sector es el mayor consumidor de gas natural en el país, como se presentó anteriormente.

Con el fin de determinar los riesgos a los que está expuesto un comprador de este tipo al suscribir el contrato, fue necesario construir un modelo de un contrato del tipo Pague lo Contratado para hacerle el seguimiento y observar sus resultados. Para desarrollar la simulación se tuvieron en cuenta los siguientes criterios:

- Tipo de contrato: Pague lo Contratado (Take or Pay)
- Cantidad máxima (del contrato): Se fijó de acuerdo a dos criterios: i) cantidad de gas natural correspondiente a la máxima utilización de la planta; ii) cantidad de gas natural con base en el máximo de utilización histórico de la planta entre 2001 y 2004.
- Cantidad mínima (TOP): Se tuvieron en cuenta cinco rangos, los cuales se asocian con un nivel de descuento en el precio en forma inversa como lo establece la regulación, según se presenta en la siguiente tabla.

Rango TOP	Descuento
0% a 20%	2%
20% a 40%	4%
40% a 60%	6%
60% a 80%	8%
80% a 100%	10%

Nota: TOP se refiere al porcentaje de la cantidad máxima del contrato que el comprador debe pagar al vendedor independientemente del consumo

- Precio: Todos los contratos de suministro de gas natural producido en los campos de la Guajira definen el precio de acuerdo a la metodología de cálculo definida en la Resolución 039 de 1975 del Ministerio de Minas y Petróleos (adoptada por la CREG como se explicó anteriormente en este documento), menos un porcentaje de descuento que depende del porcentaje del volumen máximo diario que el comprador debe pagar independiente del consumo, conforme a la tabla anterior.
- Plazo: Los contratos de suministro de las compañías de generación termoeléctrica generalmente son de largo plazo, pero para efectos de este ejercicio se definió un plazo de 4 años, según los datos históricos de generación real disponibles¹⁴.

Si bien el comprador utiliza contratos de largo plazo para el suministro de la materia prima, el precio de compra es variable y depende del precio vigente en el momento de realizar el pago, por lo cual el comprador debe afrontar el riesgo de precio, y se verá afectado cuando se registre un aumento del precio regulado ya que no puede trasladar al mercado un precio de electricidad mayor para compensar un mayor costo del gas, por lo que tendría un interés de cubrir este riesgo de precio.

Con el fin de determinar las variables que pueden afectar el precio futuro del gas, para estructurar un posible contrato de cobertura, son útiles los resultados de la simulación del contrato de suministro. Por la estructuración del contrato, el pago mínimo mensual que hace el comprador genera unos derechos de suministro que se acumulan hasta por 12 meses después de efectuado el pago respectivo. Sin embargo, la baja utilización de algunas de las plantas lleva a que una alta proporción de estos derechos pagados se pierdan a lo largo de todo el contrato.

El vencimiento de los derechos pagados representa una pérdida para el comprador, por lo que se incrementa el costo unitario del gas utilizado como materia prima en el proceso de

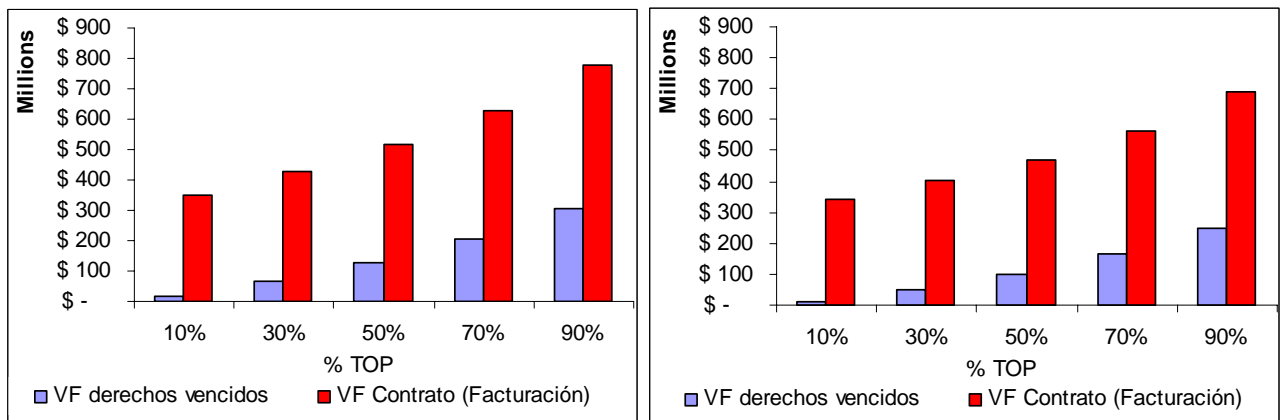
¹⁴ Para la simulación se tomaron datos de generación real histórica de algunas plantas. Esta información fue suministrada por la CREG.

generación eléctrica. De los resultados de la simulación, las pérdidas por derechos de suministro vencidos se muestran a continuación para diferentes compradores, en comparación con el valor total del contrato de suministro. En la Figura 15 se presentan los resultados agregados para todos los compradores que se incluyeron en la simulación. Teniendo en cuenta que la simulación se hizo con datos históricos, las gráficas muestran los valores futuros de los contratos (con base en la facturación) y se comparan con los valores futuros (expresados en dólares) de los derechos vencidos, para los diferentes escenarios de pago mínimo diario (% TOP) y los dos criterios para definir la cantidad máxima del contrato (es importante aclarar que los resultados presentados suponen que estos compradores no utilizan el mercado secundario para revender el gas pagado y no consumido).

Figura 15. Resultados Simulación Contratos de Suministro¹⁵

Caso 1. Utilización Máxima Histórica

Caso 2. Capacidad Máxima



Fuente: Cálculos propios

Como se observa, las pérdidas por derechos vencidos del contrato, se incrementan a medida que el porcentaje de cantidad mínima (TOP) aumenta. En el caso en que la cantidad del contrato se establece con base a la utilización máxima histórica (Caso 1), para un porcentaje de TOP del 70% (el más comúnmente utilizado en la práctica), las pérdidas por derechos vencidos equivalen al 29% del valor futuro de los contratos. Cuando la cantidad

¹⁵ En el Anexo 7 se presentan los resultados de la simulación para mayor detalle

del contrato se define con base a las necesidades de la planta a plena capacidad (Caso 2), este porcentaje se eleva al 33%. El resumen de las estadísticas para cada uno de los casos se presenta en la siguiente Tabla.

Resumen Estadísticas

	Caso 1	Caso 2
Promedio	32,5%	34,6%
Mínimo	0%	0%
Máximo	63%	65%
Suma	29%	33%

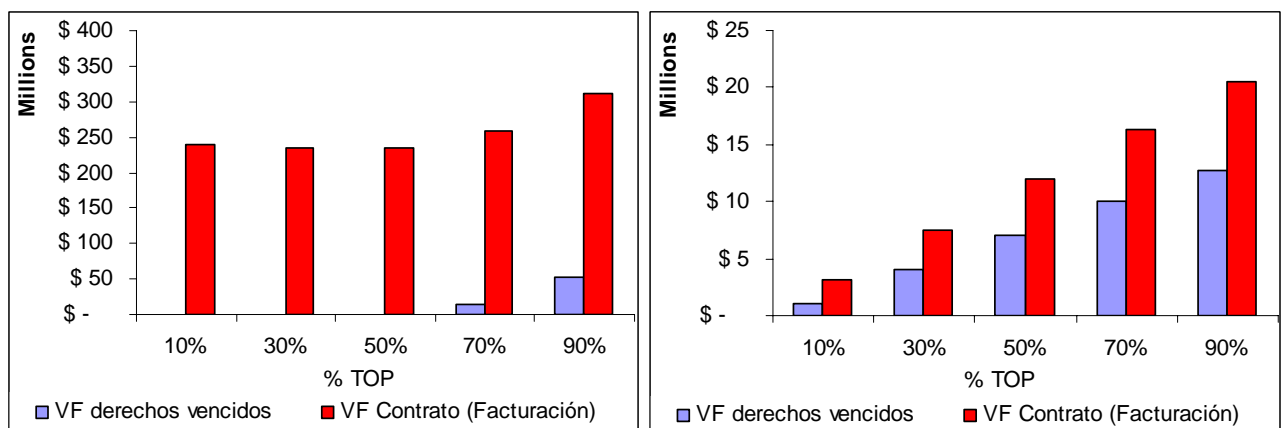
Los porcentajes presentados se refieren a la proporción entre los valores futuros de las pérdidas por derechos vencidos y el valor del contrato

Las gráficas anteriores presentan el agregado de todos los compradores analizados, no obstante, es interesante ver las situaciones extremas (el comprador que menos perdería y el que más perdería). Definiendo la cantidad del contrato con base en la utilización histórica (Caso 1), el que menos pierde tiene una utilización histórica alta que le permite consumir casi toda la cantidad contratada, y solo tiene pérdidas por derechos de suministro vencidos cuando el TOP es igual o superior al 70%. El comprador que más pérdidas tiene, ha registrado históricamente una utilización pobre de su planta, por lo cual, mantener un contrato de este tipo tiene efectos importantes en los costos unitarios del gas que requiere para su operación (Ver Figura 16).

En la mayoría de los casos, las pérdidas son importantes y representan un alto porcentaje del valor del contrato, por lo que no parece muy racional que esta situación se esté presentando en la práctica y que estas compañías no gestionen estas pérdidas que finalmente se traducen en sobre costos de la operación que terminan afectando su desempeño financiero.

Al respecto, se encuentra que existen algunos elementos de mercado y regulatorios que hacen pensar que estas pérdidas son de una menor magnitud y en algunos inexistentes (no se cuenta con la información suficiente para cuantificar estos efectos). En primer lugar, existe un mercado secundario de gas natural donde estos compradores pueden revender los derechos de suministro que no consuman. En el año 2004, las compañías de generación eléctrica vendieron en el mercado secundario una cantidad equivalente al 15% de la cantidad que consumió el sector termoeléctrico nacional.

Figura 16. Compradores con Menores y Mayores Pérdidas

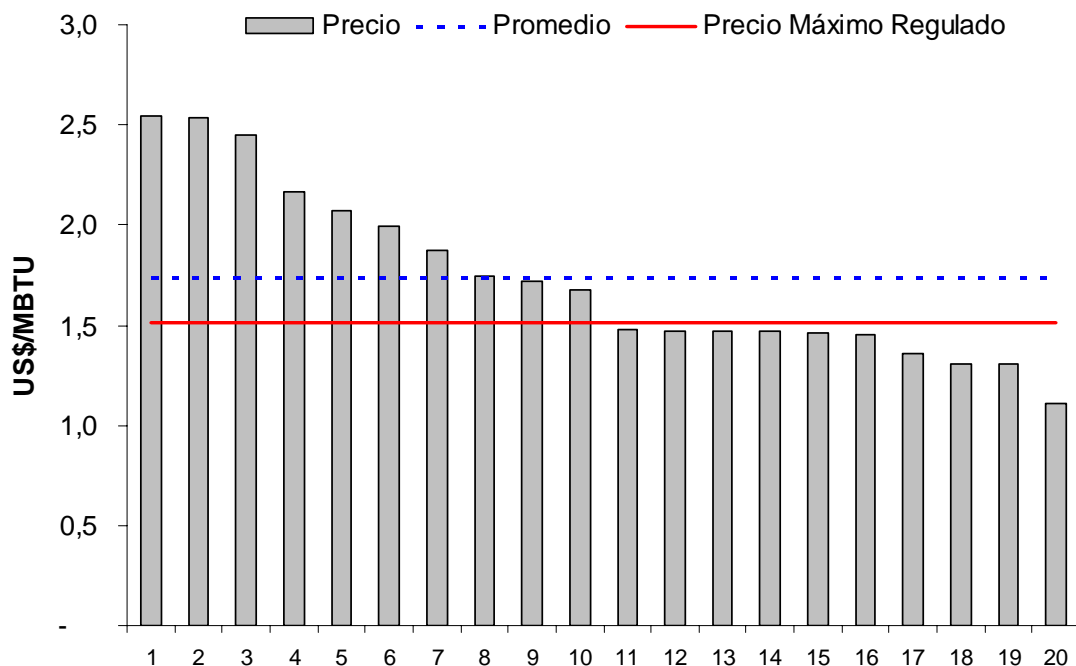


En cuanto al precio, en la Figura 17 se presenta el precio promedio al que se realizaron estas ventas de gas por parte de las compañías de generación durante el 2004 y se compara con el precio máximo regulado vigente para ese año (el eje horizontal representa el número de transacciones reportadas en el mercado secundario). De allí se concluye que el precio al que pueden vender los derechos de suministro sobrantes es superior al precio regulado y por lo tanto este mercado se puede convertir en una oportunidad de negocio para estas compañías. En el mercado primario estas compañías son el mayor comprador (a nivel de contratos tienen cerca del 75% de la cantidad), por lo que tienen la cantidad suficiente para abastecer consumidores que no tengan contratos en el mercado primario.

Por otro lado, la regulación estableció una remuneración para las compañías de generación eléctrica a través de lo que se conoce como el “cargo por capacidad”. A través de este

concepto se les reconoce a las compañías de generación un ingreso que no depende de las ventas que hayan realizado sino de la disponibilidad que tengan para abastecer la demanda en un período de hidrología crítica (períodos de verano en los que se requiere la generación de plantas que en condiciones normales no son competitivas en términos de precio). En el año 2004, el cargo por capacidad que recibieron los generadores eléctricos alcanzó un total de USD532 millones.

Figura 17. Precio Promedio del Gas en el Mercado Secundario (2004)



Fuente: CREG

Al tener en cuenta la posibilidad de recurrir al mercado secundario y el cargo por capacidad en los resultados de la simulación de los contratos de suministro, las pérdidas no son tan significativas. Con todo esto, y dadas las exigencias de respaldo financiero y los costos de las comisiones de utilizar los mercados financieros, podrían no existir motivaciones suficientes por parte de las compañías de generación eléctrica que requieren gas, para utilizar coberturas en la práctica.

4.1.2. Riesgo del Vendedor

Los vendedores de gas natural en el país, son las compañías productoras que están en el negocio de los hidrocarburos. En este caso, cuando estas compañías suscriben contratos de suministro de gas (bajo las mismas modalidades de contratación descritas anteriormente), se enfrentan al riesgo de crédito (que la contraparte no cumpla con los pagos a los que esta obligado) y de precios (que los precios bajen).

Para cubrir el riesgo de crédito, en los contratos establecen cláusulas de garantías de cumplimiento entre las que se encuentran garantías bancarias que cubren el valor del suministro por un período de tiempo establecido; y las sumas anticipadas entre otras.

En cuanto al riesgo de precio, dado que los contratos se negocian con un precio variable, no se cubre un evento en el cual baje el precio y por lo tanto se disminuyan los ingresos del vendedor. Con base en esta exposición, para el vendedor es posible recurrir al mercado de futuros como herramienta para cubrir una eventual caída del precio.

4.2. Diseño de la Cobertura

En esta sección se presenta el diseño de una estrategia de cobertura para el vendedor de gas natural, utilizando el mercado de futuros. Como primera medida es necesario analizar las variables que afectan el comportamiento del precio del gas natural para determinar una cobertura adecuada.

Anteriormente se presentaron los análisis correspondientes a la metodología de formación del precio regulado del gas natural en boca de pozo y del índice de indexación utilizado actualmente. Después de identificar problemas de liquidez, credibilidad y asimetría de información particularmente en el índice que se aplica hoy en día, la propuesta desarrollada

en el capítulo anterior mitiga estos inconvenientes y hace posible el diseño de una cobertura de precios.

El precio del gas natural, conforme a la propuesta del capítulo anterior, estaría en función del precio spot del fuel oil en el mercado de Nueva York (New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price). De esta forma, si baja el fuel oil, bajará el precio del gas natural y viceversa, por lo cual es razonable pensar en una cobertura de precios del fuel oil, teniendo en cuenta que en Colombia no existen mercados financieros relacionados con gas natural. No obstante, en los mercados financieros internacionales no existe un contrato de futuros que tenga al fuel oil como activo subyacente, por lo cual, se requiere una cobertura cruzada, es decir, utilizar un contrato de futuros con un activo subyacente diferente al que se pretende cubrir.

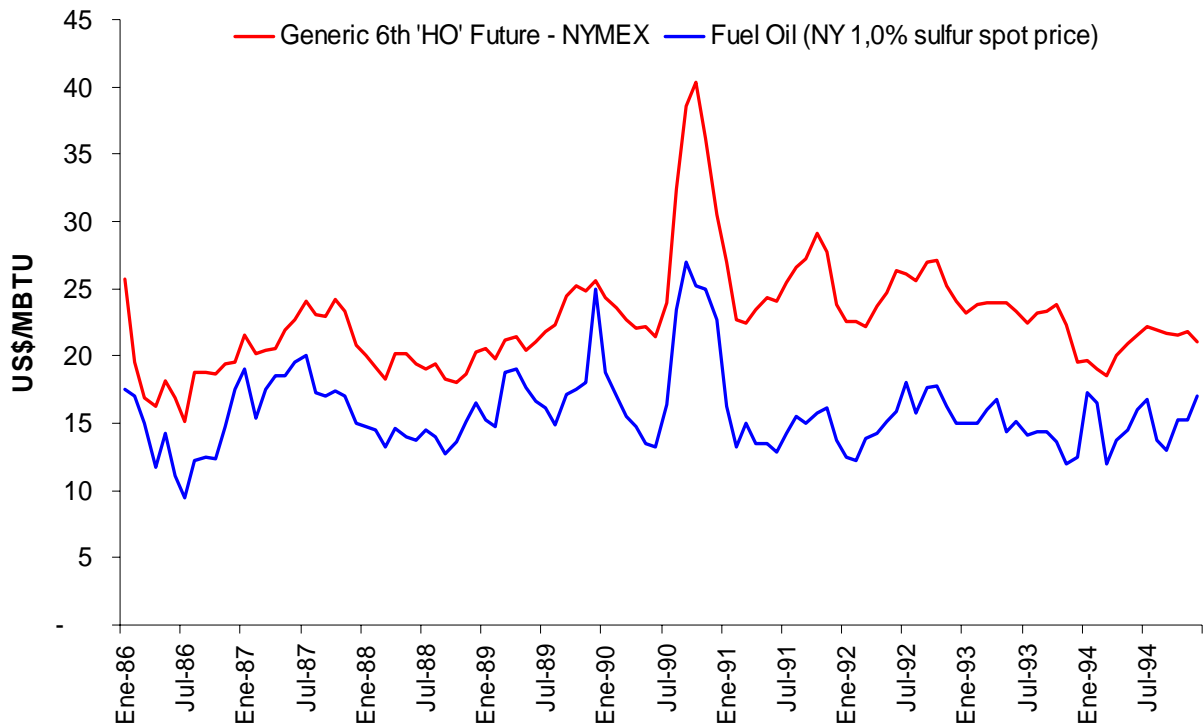
En el Capítulo 2 se presentó el soporte teórico de las coberturas cruzadas, identificando que en estas coberturas es fundamental la escogencia del contrato de futuros que se va a utilizar. En NYMEX (New York Mercantile Exchange), que es uno de los mercados financieros de energía más importantes en el ámbito internacional, los futuros hidrocarburos que se negocian son: i) petróleo crudo, ii) gas natural, iii) heating oil, iv) gasolina, y iv) propano. En este caso, un análisis fundamental de los mercados del petróleo y sus productos, permite concluir que los precios de todos estos productos se comportan relativamente igual, y en general dependen de lo que pase con el mercado del petróleo crudo. No obstante, el heating oil es el combustible que mayor relación tiene con el mercado de fuel oil por tratarse de un destilado medio y los dos están en competencia con el gas natural (ver Figura 11, Capítulo 3).

Un análisis técnico de la relación que existe entre los precios del fuel oil y del heating oil permite establecer que la correlación entre ambos precios es significativa. Para este análisis se tomó información histórica de precios (tomados de www.eia.doe.gov) y se obtuvieron los siguientes resultados y en la Figura 18 se comparan las dos series de precios en el período analizado.

	Fuel Oil (NY 1,0% sulfur spot price)	Generic 6th 'HO' Future - NYMEX
Varianza	4,4684	3,5105
Desviación Estándar	2,1139	1,8736
Covarianza	2,3821	
Correlación	0,6071	

Datos calculados sobre la serie de cambios de precios diarios

Figura 18. Precios del Fuel Oil y Futuros del Heating Oil a 6 meses



Fuente: Bloomberg y Energy Information Administration (DOE)

A partir de lo anterior, para la cobertura se utilizaría el mercado de futuros del heating oil. Las especificaciones del contrato de futuros que se transa en el mercado de NYMEX son las siguientes:

Subyacente: heating oil, también conocido como fuel oil No. 2. Representa el 25% de del rendimiento de un barril de petróleo, es el segundo subproducto después de la gasolina.

Cantidad: 1000 barriles (42.000 galones)

Unidades: Dólares y centavos por galón

Horas de transacción: Open outcry, 10:05 am a 2:30 pm. Internet, 3:15 pm a 9:30 am.

Meses de transacción: 18 meses consecutivos

Mínima fluctuación del precio: \$0.0001 por galón, \$4.20 por contrato.

Último día de transacción: Al cierre de transacciones del último día hábil del mes precedente al mes de entrega.

Punto de entrega: F.O.B. en las instalaciones del vendedor en el Puerto de Nueva York (F.O.B. seller's facility in New York harbor, ex-shore. All duties, entitlements, taxes, fees, and other charges paid).

Período de entrega: Se inician el siguiente día al quinto día hábil y se deben terminar antes del último día hábil del mes de entrega.

Especificaciones de calidad: Estándares de la industria para el heating oil No. 2.

Símbolo: HO

Margen Inicial: US\$5.400/contrato

Margen de Mantenimiento: US\$4.000/contrato

Para determinar la cantidad a cubrir se debe definir la cantidad que está expuesta al riesgo. En el caso del vendedor, se supone que el 1 de enero de 1996 ha suscrito un contrato de suministro físico por 150.000 MBTU diarios por un período de 10 años con un precio

variable que depende del precio regulado, y que por lo tanto cambia dos veces por año (el 9 de febrero y el 9 de agosto).

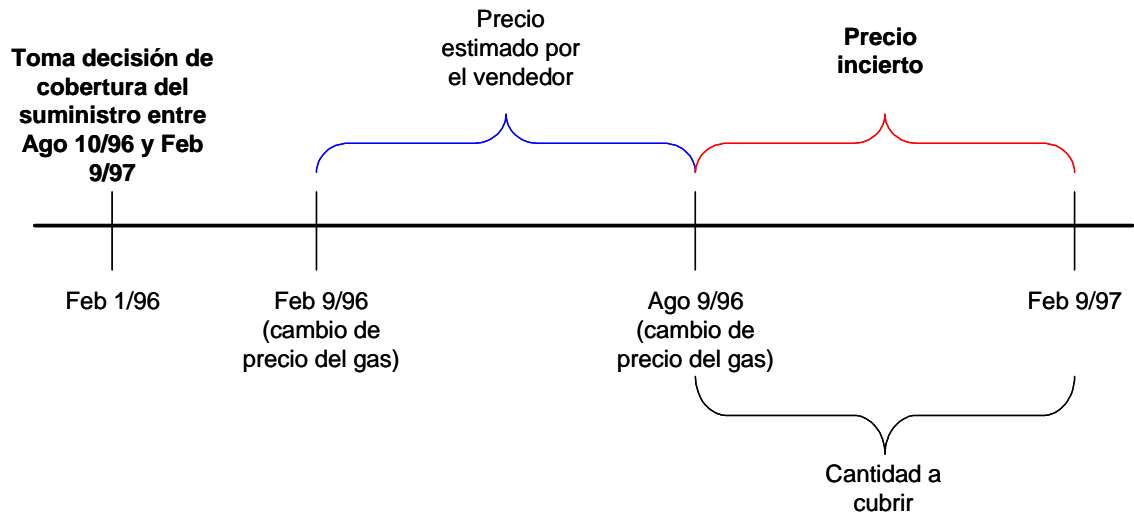
El precio regulado (que sería el precio del contrato) del gas natural de cada semestre depende de las variaciones del promedio de los precios del fuel oil en Nueva York, y tiene en cuenta una relación entre los precios del semestre inmediatamente anterior y de dos semestres atrás, por lo cual el 1 de febrero el vendedor ya tiene una buena estimación de lo que será el precio para el suministro entre el 10 de febrero y el 9 de agosto de ese año y por lo tanto no tiene mayor incertidumbre en términos de ingresos. La fórmula del precio regulado del gas para el período entre el 10 de febrero de 1996 y el 9 de agosto de 1996, sería:

$$PMR_{Feb10/96-Ago9/96} = PMR_{Ago10/95-Feb9/96} \times \frac{\overline{\overline{Pr\ omedioFuelOil_{Ago10/95-Feb9/96}}}}{\overline{\overline{Pr\ omedioFuelOil_{Feb10/95-Ago9/95}}}}$$

En febrero (fecha en que evalúa si toma una cobertura) el vendedor conoce todos los términos (tiene el promedio de los 5 meses anteriores) y solo faltaría completar el promedio del precio del fuel oil entre el 10 de agosto de 1995 y el 9 de febrero de 1996 (mes 6), sin embargo cuenta con un buen estimador, donde P_i se refiere al promedio de los precios de cada mes.

$$Pr\ omedioFuelOil_{Ago10/95-Feb9/96} = \frac{(P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5)}{5}$$

Así las cosas, el precio sobre el que tendría una incertidumbre sería el precio de un semestre adelante, esto es, entre el 10 de agosto de 1996 y el 9 de febrero de 1997, como se muestra a continuación:



Para el primer caso, la cantidad que cubrirá será el suministro entre el 10 de agosto de 1996 y el 9 de febrero de 1997. Para determinar el número de contratos de futuros que debe utilizar el vendedor en la cobertura, se compara el valor de la cantidad de gas en riesgo con la posición de futuros el día que se toma la decisión de cobertura, y se despeja el número de contratos (N), así:

$$Q_{gas} \times P_{gas} = N \times P_{FuturosHO} \times Volumen / contrato$$

Por ejemplo: Se tiene un contrato de suministro de 10.000 MBTU por día. Suponga un P_{gas} para el siguiente semestre de US\$1,5/MBTU, estimado como lo haría el vendedor con la información disponible (fórmula de la página anterior). El tamaño de cada contrato de futuros del heating oil es de 42.000 galones. Suponga finalmente una cotización del heating oil de US\$0,80/galón. Utilizando la fórmula anterior:

$$10.000 \text{ MBTU} \times 30 \text{ días} \times 6 \text{ meses} \times \text{US\$}1,5/\text{MBTU} = N \times \text{US\$}0,80/\text{gal} \times 42.000 \text{ gal/cto}$$

$$N = 80 \text{ contratos}$$

Teniendo en cuenta que el vendedor pretende cubrirse contra la disminución del precio del fuel oil en Nueva York, deberá tomar una posición corta en el mercado de futuros (esto significa vender contratos de futuros) y deberá cerrar la posición en una fecha cercana a la fecha en que se calcula un nuevo precio regulado de gas, para lo cual deberá tener en cuenta la tendencia de los precios buscando el mayor beneficio. Una caída en el precio del gas natural que genere menores ingresos para el vendedor en el mercado físico, debe ser en parte compensada por una ganancia en el mercado de futuros.

4.2.1. Seguimiento a la Cobertura

Para hacer un análisis de los resultados que puede obtener el vendedor con la aplicación de la cobertura diseñada en la sección anterior, a continuación se presenta el seguimiento realizado a partir de la información histórica suponiendo el mismo contrato de suministro utilizado anteriormente. El período de seguimiento es entre el 1 de enero de 1996 y el 31 de diciembre de 2004.

Se definieron los criterios para tomar las decisiones en las fechas de apertura y cierre de posiciones en el mercado de futuros:

- La cobertura se hace con contratos de futuros a 6 meses y las fechas en las que se analiza la decisión de abrir una posición están alrededor de los primeros días de febrero y de agosto, para lo cual se considera la tendencia del precio durante los cinco (5) días anteriores. En caso de ver una tendencia a la baja se abre la posición (venta de contratos de futuros) y, si la tendencia era al alza, la decisión es no utilizar el mercado de futuros para evitar pérdidas. Siempre que se decide abrir una posición se calcula el número de contratos de futuros que se deben vender de acuerdo a la metodología definida anteriormente.

- Si la decisión es abrir una posición en el mercado de futuros, ésta se mantiene hasta el último mes de negociación de los contratos de futuros a 6 meses, y durante este último mes se debe observar nuevamente la tendencia de los precios, cuando se esta registrando un incremento se debe cerrar la posición para garantizar un resultado favorable. Si por el contrario se observa una disminución de precios, se espera hasta el último día del mes anterior al mes de entrega (enero y julio respectivamente) para hacer el cierre.

Con base en estos criterios, las coberturas que se utilizaron son las que se muestran a continuación, indicando la fecha en la que se tomó la decisión, la posición que se tomó, el número de contratos que se utilizaron, el precio de la cotización del mercado de futuros con la que se abrió la posición, y el período de suministro que cubre cada posición tomada. La cantidad de suministro de gas que se cubre es igual en todos los casos: 150.000 MBTU por día por 30 días y por 6 meses.

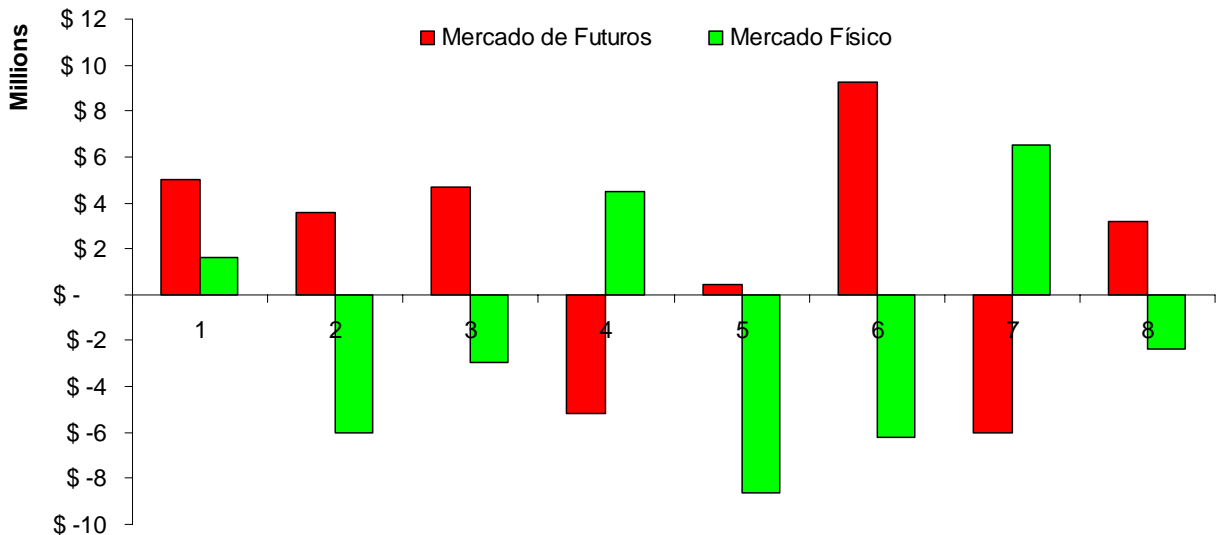
Fecha	Posición	Numero de Contratos	Precio de Apertura (US\$/Gal)	Período Cubierto
Ago 1/97	Corta	1.014	0,5853	Feb/98 - Ago/98
Feb 2/98	Corta	1.291	0,4961	Ago/98 a Feb/99
Ago 3/98	Corta	1.307	0,4289	Feb/99 - Ago/99
Feb 1/00	Corta	954	0,6336	Ago/00 - Feb/01
Feb 1/01	Corta	1.262	0,7126	Ago/01 - Feb/02
Ago 1/01	Corta	1.103	0,7286	Feb/02 - Ago/02
Feb 1/02	Corta	1.136	0,5707	Ago/02 - Feb/03
Ago 1/03	Corta	1.183	0,8524	Feb/04 - Ago/04

Finalmente, en la siguiente Tabla se muestra la fecha de cierre de la posición, el resultado obtenido en el mercado de futuros calculado como la diferencia entre el precio de venta (apertura de la posición) y el precio de compra (en la fecha de cierre de la posición) por el

número de contratos y por la cantidad de cada contrato (42.000 galones). Se muestra también el resultado en el mercado físico, calculado como la diferencia entre el precio del gas vigente al abrir la posición y el nuevo precio del gas por la cantidad de suministro.

Fecha de Apertura	Fecha de Cierre	Resultado Futuros	Resultado Físico	Neto
Ago 1/97	Ene 23/98	\$ 4.995.572	\$ 1.603.498	\$ 6.599.070
Feb 2/98	Jul 30/98	\$ 3.594.919	\$ -6.028.948	\$ -2.434.030
Ago 3/98	Ene 20/99	\$ 4.665.990	\$ -2.976.476	\$ 1.689.514
Feb 1/00	Jul 31/00	\$ -5.184.799	\$ 4.516.645	\$ -668.154
Feb 1/01	Jul 19/01	\$ 477.036	\$ -8.648.247	\$ -8.171.211
Ago 1/01	Ene 18/02	\$ 9.242.037	\$ -6.231.602	\$ 3.010.435
Feb 1/02	Jul 23/02	\$ -6.002.170	\$ 6.515.317	\$ 513.147
Ago 1/03	Ene 29/04	\$ 3.194.810	\$ -2.393.847	\$ 800.963

Figura 19. Resultado de la Estrategia de Cobertura



Como se puede ver en la Figura 18, 6 de las 8 coberturas utilizadas (75%) cumplieron el objetivo, esto es, se compensaron (en algunas parcialmente y en otras totalmente) las

pérdidas por disminución del precio en el mercado físico, con ganancias en el mercado de futuros.

No obstante, 2 (4 y 7) de las 8 coberturas arrojaron resultados adversos para el vendedor, en la medida que un incremento inesperado de la cotización de los futuros de heating oil generó una pérdida en este mercado que anuló la diferencia positiva en precio en el mercado físico.

Capítulo 5. Conclusiones y Recomendaciones

En este capítulo se presentan las principales conclusiones y recomendaciones que surgieron durante el desarrollo de esta investigación.

- El índice utilizado hoy en día para la actualización del precio regulado del gas natural producido en los campos de la Guajira, presenta problemas de liquidez porque solo representa las transacciones de venta que hace un agente; de credibilidad y de asimetría de información porque la parte que genera la información para determinar el índice también participa como vendedor en el mercado de gas natural.
- Un mercado desarrollado es aquel que se caracteriza por su liquidez y profundidad. El precio que allí se forma será eficiente y transparente, con lo cual se garantiza credibilidad para quienes utilicen un índice calculado a partir de los precios de un mercado desarrollado. Los mercados internacionales del petróleo crudo y sus subproductos se caracterizan por su liquidez y profundidad.
- Los cambios en las regulaciones ambientales han impulsado la búsqueda de nuevas fuentes de energía, como el gas natural que ha incrementado su participación en el consumo mundial. Esta tendencia ha generado en los últimos años que los precios del gas natural a nivel internacional tengan comportamientos altamente correlacionados con los precios del petróleo crudo y sus subproductos.
- Se encontró que para mitigar los problemas del índice de actualización del precio regulado del gas natural producido en los campos de la Guajira, el mejor índice de precios a utilizar es el precio spot del fuel oil en el mercado de Nueva York, ya que cuenta con las características de un mercado desarrollado. Este índice es el que genera

además el menor impacto en el nivel del precio regulado al realizar un análisis histórico. Aunque si bien ex ante no es posible hacer una estimación de sus efectos, se garantiza la transparencia en la formación del índice.

- Debido a aspectos de mercado y regulatorios, se encontró que los compradores del sector termoeléctrico no tendrían motivaciones para estructurar herramientas financieras de cobertura para fijar el costo del gas que utilizan como materia prima. Si bien, cuando suscriben contratos de suministro del tipo Pague lo Contratado incurren en pérdidas significativas por derechos vencidos (según la modelación realizada en esta investigación a partir de información histórica), con las ventas en el mercado secundario y el cargo por capacidad pueden estar cubiertos de estas pérdidas.
- El tamaño y la capacidad financiera pueden ser un obstáculo para que los compradores puedan acceder a los mercados financieros de cobertura (por ejemplo NYMEX), por lo que sería deseable analizar las condiciones que permitirían la creación de un mercado financiero especializado en energía en Colombia a mediano plazo.
- Para el vendedor de gas natural es más factible la utilización de los mercados financieros especializados en energía para estructurar coberturas para administrar un riesgo de precio que afecte sus ingresos. La estrategia diseñada en esta investigación a partir de una cobertura cruzada permite concluir que en general los resultados son positivos para el vendedor y puede compensar las pérdidas de ingresos con ganancias en los mercados de futuros.
- Se recomienda utilizar la metodología propuesta en este documento para hacer la actualización del precio regulado del gas natural en boca de pozo producido en los campos de la Guajira.
- Los hidrocarburos en Colombia tradicionalmente han tenido precios regulados y han sido comercializados por un monopolio estatal, lo cual dificulta el desarrollo del

mercado y limita la competencia. Por lo anterior, no existe en Colombia un mercado financiero relacionado con los energéticos, por lo que se debe recurrir al mercado internacional.

Al ser necesario utilizar los mercados internacionales, no es posible identificar la intención real de hacer coberturas (altos costos) por parte de los compradores. Habría que analizar este aspecto detalladamente para identificar si puede existir dicho mercado en el país.

Bibliografía

- [1] Hull, John C. 2002. *Introducción a los mercados de futuros y opciones* (4a Ed.): Pearson Prentice Hall.
- [2] Dubofsky, David A. Millar, Jr, Thomas W. (2003). *Derivatives, Valuation and Risk Management*: Oxford University Press.
- [3] American Gas Foundation, “Natural Gas and Energy Price Volatility”. Washington DC. 2003.
- [4] Bonza, Javier. (2003). *Econometría Financiera*. Notas de clase no publicadas.
- [5] Energy Information Administration – Department of Energy. US Government. <http://www.eia.doe.gov>
- [6] Federal Energy Regulatory Commission - United States of America. (2004). *Report on Natural Gas and Electricity Price Indices*. <http://www.ferc.gov>
- [7] Economides, Nicholas. (1992). *Liquidity and Markets, in The New Palgrave Dictionary of Finance*”.
- [8] Gujarati, Damodar. (2003). *Basic Econometrics*. (4th Ed.): McGraw Hill.
- [9] Macho, Inés. Pérez, David. (1994). *Introducción a la Economía de la Información*: Barcelona: Ariel.
- [10] Energy Information Administration – U.S. Department of Energy. (2004). *Fuel Oil and Kerosene Sales 2003*. <http://www.eia.doe.gov>
- [11] Energy Information Administration – U.S. Department of Energy. (2005). *Fuel Oil use in manufacturing*. <http://www.eia.doe.gov>
- [12] Giot, Pierre, Laurent Sebastien. (2002). *Market Risk in Commodity Markets: A VaR Approach*.
- [13] International Energy Agency. (2004). *Security of Gas Supply in Open Markets – LNG and Power at a Turning Point Markets*. OCDE.
- [14] Call, Steven T., Holahan, William L. (1983). *Microeconomía*. (2a Edición): Grupo Editorial Iberoamérica S.A. de C.V.

Anexo 1. Especificaciones del Contrato de Futuros transado en NYMEX

A continuación se presentan las características principales del contrato de futuros de gas natural que se transa en el mercado de NYMEX.

Henry Hub Natural Gas Futures

Trading Unit

10,000 million British thermal units (mmBtu).

Price Quotation

U.S. dollars and cents per mmBtu.

Trading Hours (*All times are New York time*)

Open outcry trading is conducted from 10:00 AM until 2:30 PM. After-hours futures trading is conducted via the NYMEX ACCESS® internet-based trading platform beginning at 3:15 PM on Mondays through Thursdays and concluding at 9:30 AM the following day. On Sundays, the session begins at 7:00 PM.

Trading Months

72 consecutive months commencing with the next calendar month (for example, on January 6, 2004, trading occurs in all months from February 2004 through January 2010).

Minimum Price Fluctuation

\$0.001 (0.1¢) per mmBtu (\$10.00 per contract).

Maximum Daily Price Fluctuation

\$3.00 per mmBtu (\$30,000 per contract) for all months. If any contract is traded, bid, or offered at the limit for five minutes, trading is halted for five minutes. When trading resumes, the limit is expanded by \$3.00 per mmBtu in either direction. If another halt were triggered, the market would continue to be expanded by \$3.00 per mmBtu in either direction after each successive five-minute trading halt. There will be no maximum price fluctuation limits during any one trading session.

Last Trading Day

Trading terminates three business days prior to the first calendar day of the delivery month.

Settlement Type

Physical.

Delivery

The Sabine Pipe Line Co. Henry Hub in Louisiana. Seller is responsible for the movement of the gas through the Hub; the buyer, from the Hub. The Hub fee will be paid by seller.

Delivery Period

Delivery shall take place no earlier than the first calendar day of the delivery month and shall be completed no later than the last calendar day of the delivery month. All deliveries shall be made at as uniform as possible an hourly and daily rate of flow over the course of the delivery month.

Alternate Delivery Procedure (ADP)

An alternate delivery procedure is available to buyers and sellers who have been matched by the Exchange subsequent to the termination of trading in the spot month contract. If buyer and seller agree to consummate delivery under terms different from those prescribed in the contract specifications, they may proceed on that basis after submitting a notice of their intention to the Exchange.

Exchange of Futures for Physicals (EFP) or Swaps (EFS)

The commercial buyer or seller may exchange a futures position for a physical position or a swaps position of equal quantity by submitting a notice to the Exchange. EFPs and EFSs may be used to either initiate or liquidate a futures position.

Grade and Quality Specifications

Pipeline specifications in effect at time of delivery.

Position Accountability Levels and Limits

Any one month/all months: 12,000 net futures, but not to exceed 1,000 in the last three days of trading in the spot month.

Margin Requirements

Margins are required for open futures positions.

Trading Symbol

NG

Anexo 2. Promedio Ponderado y Promedio Aritmético

Variables de precio y volumen

El problema que se discute a continuación consiste en estimar el comportamiento de la variable estocástica Z , correspondiente a la fórmula

$$Z = \frac{\sum_{k=1}^6 P_k V_k}{V_T}; \text{ con } V_T = \sum_{k=1}^6 V_k.$$

En donde cada período $k = 1, \dots, 6$ corresponde a un mes calendario. Las variables son

V_k : Volumen de compras en el período k – ésimo.

P_k : Precio del fuel-oil en el período k – ésimo.

Supuestos

Las variables guardan entre sí una correlación en promedio nula, debido a que las fuentes principales de su variabilidad de corto plazo son muy diferentes. En el caso de V_k , las fuentes de variabilidad están asociadas con la tasa variable consumo del combustible por parte del usuario final, y su noción subjetiva de utilidad de oportunidad (“convenience yield”) por la posesión física del combustible, lo cual incide en su manejo privado del inventario. En el caso de P_k , la fuente de variabilidad surge de factores de demanda internacional, las deliberaciones de la OPEC, combinados con muchos otros efectos de origen político internacional que ejercen presión tanto sobre la oferta de combustibles como sobre su demanda global. Como resultado de esta diversidad de orígenes, y para un período cualquiera k , estas observaciones equivalen a suponer que, en promedio sobre todos los períodos del análisis, la covarianza entre las dos variables P y V es aproximadamente cero. En términos matemáticos:

$$\text{cov}[V, P] \approx 0$$

Retornando a la fórmula de la variable Z , las realizaciones mensuales del producto de las dos variables $P_k V_k$ promediadas sobre los seis períodos, serían una estimación del valor esperado del producto VP . El valor esperado de un producto de variables y la covarianza entre los factores están conectados por la relación:

$$E[VP] = \text{cov}[V, P] + \overline{V}\overline{P},$$

en donde los símbolos con barra representan los valores esperados de las correspondientes variables. Tenemos entonces

$$\frac{1}{6} \sum_{k=1}^6 V_k P_k \approx E[VP] = \text{cov}[V, P] + \overline{V}\overline{P} \approx \overline{V}\overline{P}.$$

Por otra parte, el valor esperado del volumen de compras se puede estimar con el promedio semestral, es decir:

$$\overline{V} \approx \frac{1}{6} V_T.$$

Combinando las dos últimas expresiones tenemos que:

$$Z \approx \bar{P}$$

Puesto que el promedio aritmético es un estimador del valor esperado del precio, tenemos entonces que el promedio aritmético del precio mensual es un estimador de la variable Z :

$$Z \approx \frac{1}{6} \sum_{k=1}^6 P_k.$$

Esta relación nos permite acotar la varianza de Z como una fracción de la varianza del precio. Primero, es conveniente tener en cuenta que los precios de meses consecutivos tienen un cierto grado de correlación positiva entre sí. En cambio, esta correlación se debilita mucho entre precios que distan dos o más meses. Utilizando la fórmula de la varianza de una suma, adaptada para este caso, tenemos:

$$\text{var}[Z] \approx \frac{1}{36} \left\{ \sum_1^6 \text{var}[P_k] + \sum_1^5 \text{cov}[P_k, P_{k+1}] \right\}.$$

En donde se ha despreciado cualquier contribución proveniente de covarianzas entre precios con diferencia de índices mayor que 1. Las variables estocásticas P_k , en el corto plazo se puede considerar que tienen distribución idéntica, todas con igual varianza σ^2 . En cuanto a las covarianzas inter-temporales, debido a las propiedades del operador covarianza, podemos afirmar que cada una tiene que ser menor que σ^2 . Si aplicamos estas condiciones a la fórmula de la varianza de Z , tenemos que:

$$\text{var}[Z] \leq \frac{11}{36} \sigma^2$$

Por consiguiente, la varianza de Z es del orden de un tercio de la varianza de P_k .

Como dato adicional, en vista de la igualdad aproximada de Z con el promedio de los precios, ésta variable debe exhibir una tendencia a distribuir sus realizaciones según la distribución normal, como lo sugiere el teorema del límite central.

Demostración realizada por el Profesor Rafael Bautista (Facultad de Administración, Universidad de Los Andes).

Anexo 3. Centros de Mercado de Gas Natural en Estados Unidos

En el proceso de reestructuración y desregulación del mercado de gas natural en Estados Unidos, a principios de la década de los 90, la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) ordenó la separación de actividades del negocio, obligando a los transportadores a dedicarse exclusivamente a su actividad y prohibiendo su participación en la compra y/o venta del gas.

Así mismo, la FERC estableció que el precio del gas natural en boca de pozo podría ser fijado libremente por parte de los productores a partir de 1989, (con la expedición de la ORDER 436), con el objetivo de incrementar la competencia en este mercado¹⁶.

A partir de este nuevo esquema, se desarrollaron los centros de mercado y los “hubs”, para ofrecer a los remitentes servicios de soporte administrativo y capacidad física para la interconexión de gasoductos, el transporte de gas y el cubrimiento de desbalances. También se ofrecen otros servicios como sistemas para realizar transacciones electrónicas y la publicación de la capacidad de transporte que es liberada y queda disponible (para reventa). Los servicios comúnmente ofrecidos por estos centros de mercado incluyen:

- i) Transporte: Transferencia de gas desde un gasoducto interconectado a otro.
- ii) Parking: Transacción en la cual el centro de mercado retiene el gas de un remitente por un lapso corto de tiempo para ser re-entregado más tarde.
- iii) Préstamo: Un avance de gas que hace el centro de mercado a un remitente por corto tiempo, y que es devuelto en especie por el remitente más tarde.
- iv) Almacenamiento: Una transacción similar al parking, pero por un lapso de tiempo mayor.

¹⁶ Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States, Andrej Juris. The World Bank, Private Sector Development Department. Marzo de 1998.

- v) Balanceo: Un acuerdo de muy corto plazo para cubrir situaciones de desbalanceo temporales.
- vi) Transferencia de titularidad: Servicio mediante el cual el centro de mercado registra el cambio de propiedad de cierto gas. Es simplemente para efectos contables.
- vii) Transacciones electrónicas: Sistemas electrónicos basados en internet, que facilitan las negociaciones entre vendedores y compradores. El centro de mercado sirve de ubicación donde el gas es transferido del vendedor al comprador.
- viii) Administración: Asistencia a los remitentes con aspectos administrativos de las transacciones. Por ejemplo: nominaciones y confirmaciones.
- ix) Compresión: Cuando se requiere como servicio separado del transporte.
- x) Administración de riesgos: Servicios para reducir la exposición de compradores y vendedores a cambios de precios. Por ejemplo: intercambio de futuros por físicos.
- xi) Transferencias entre “hubs”: Coordinación del recibo de gas de un cliente en una conexión asociada con otro centro de mercado.

Actualmente, en Estados Unidos y Canadá se encuentran activos 37 centros de mercado (28 en EEUU y 9 en Canadá, Ver la siguiente Figura¹⁷). Durante los últimos 5 años, la actividad en torno a estos centros de mercado ha sido importante, si se tiene en cuenta que se abrieron 6 nuevos; se desactivaron 8 por falta de liquidez, 12 de ellos cambiaron de dueño y, en general, dado el nivel de competencia, cada día se ofrecen nuevos servicios que facilitan el movimiento y/o la transferencia del gas, contribuyendo a la liquidez del mercado.

De estos centros de mercado se destaca el Henry Hub, ubicado en Louisiana, como el más activo y conocido de Estados Unidos. En este “hub” se cuenta con una capacidad de transporte equivalente al 3% del consumo total de Estados Unidos. Cuenta con 180 clientes,

¹⁷ Natural Gas Markets Centers and Hubs: a 2003 Update – Energy Information Administration

y permite la interconexión de 14 sistemas de gasoductos. Adicionalmente, cerca del 50% de la producción nacional en boca de pozo se presenta o pasa cerca al Henry Hub¹⁸.

El Henry Hub está relacionado con el mercado financiero de gas natural, por ser el punto de entrega física (delivery point) definido en los contratos de futuros negociados en NYMEX (New York Mercantile Exchange). En general, la disponibilidad de información de precios y los servicios de soporte que se ofrecen los “hubs”, facilitan la transacción eficiente y transparente del gas a precios que reflejan las condiciones de oferta y demanda del mercado.

Centros de Mercado en Estados Unidos y Canadá



Fuente: Federal Energy Regulatory Commission

¹⁸ Energy Information Administration, U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves: 2000 Annual Report

Anexo 4. Descripción Técnica de los Combustibles del Petróleo

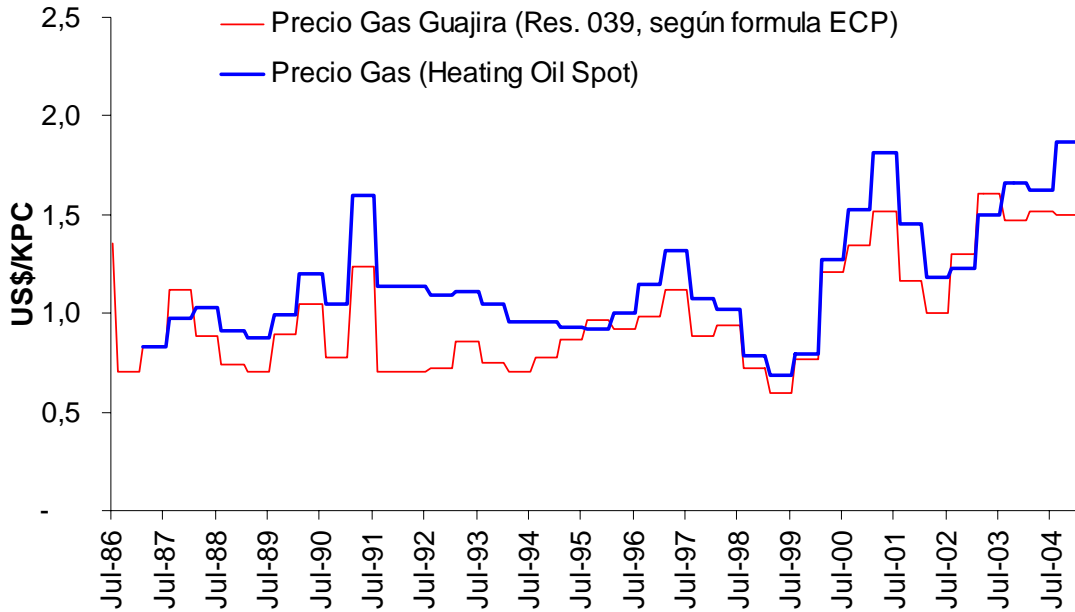
A continuación se presenta una descripción técnica de los combustibles que son considerados destilados medios derivados del petróleo (EIA, 2004).

1. Fuel Oil (Distillate Fuel Oil). Es una clasificación general para el producto que resulta del proceso de destilación en la refinación del petróleo. Comprende diesel fuel oil y fuel oil como tal. A continuación se presenta la clasificación de los diferentes tipos de fuel oil que existen y los usos más comunes que tienen.
 - a. Destilado No. 1. Es un destilado liviano que puede ser usado como diesel o como fuel oil.
 - Diesel Fuel No. 1. Es utilizado en motores diesel de alta velocidad que son operados bajo cambios frecuentes de velocidad y carga, como por ejemplo buses urbanos y vehículos.
 - Fuel Oil No. 1. Es utilizado como combustible para calentadores y estufas portátiles de uso externo.
 - b. Destilado No. 2. Es un destilado del petróleo que puede ser utilizado como diesel o como fuel oil.
 - Diesel Fuel No. 2. Es utilizado es motores diesel de alta velocidad que operan bajo condiciones uniformes de carga como por ejemplo las locomotoras de trenes y los camiones. Existen dos tipos de este combustible, que se diferencian por su contenido de azufre (bajo y alto).
 - Fuel Oil No. 2 (Heating Oil). Es utilizado en quemadores para calentamiento residencial y para quemadores industriales/comerciales de capacidad moderada.
 - c. Fuel No. 4. Es ampliamente utilizado en plantas industriales y en instalaciones comerciales que no están equipadas con facilidades de precalentamiento.

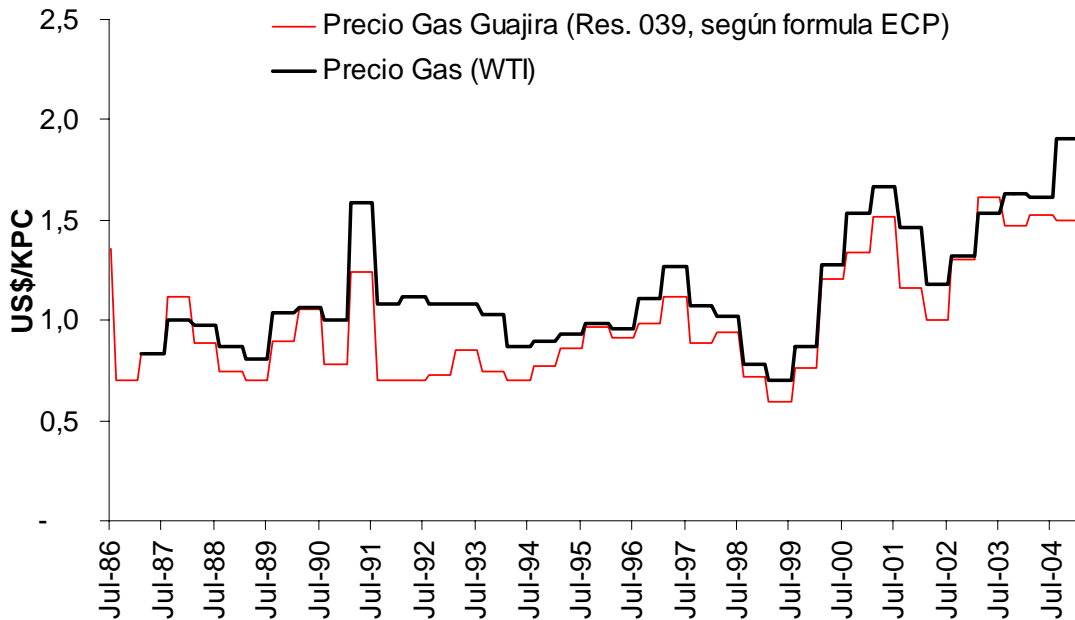
2. Fuel Oil Residual. Es una clasificación general para el fuel oil más pesado, conocido como No. 5 y No. 6. Es el remanente después de que los destilados y los hidrocarburos más livianos son retirados en las operaciones de refinación. El Fuel Oil Residual No. 5 es utilizado en embarcaciones impulsadas a vapor. El Fuel Oil No. 6 es utilizado para la generación eléctrica, el calentamiento del ambiente, las embarcaciones marítimas y para propósitos industriales.

Anexo 5. Precio Regulado del Gas Natural Actualizado con la Variación de los Commodities Seleccionados

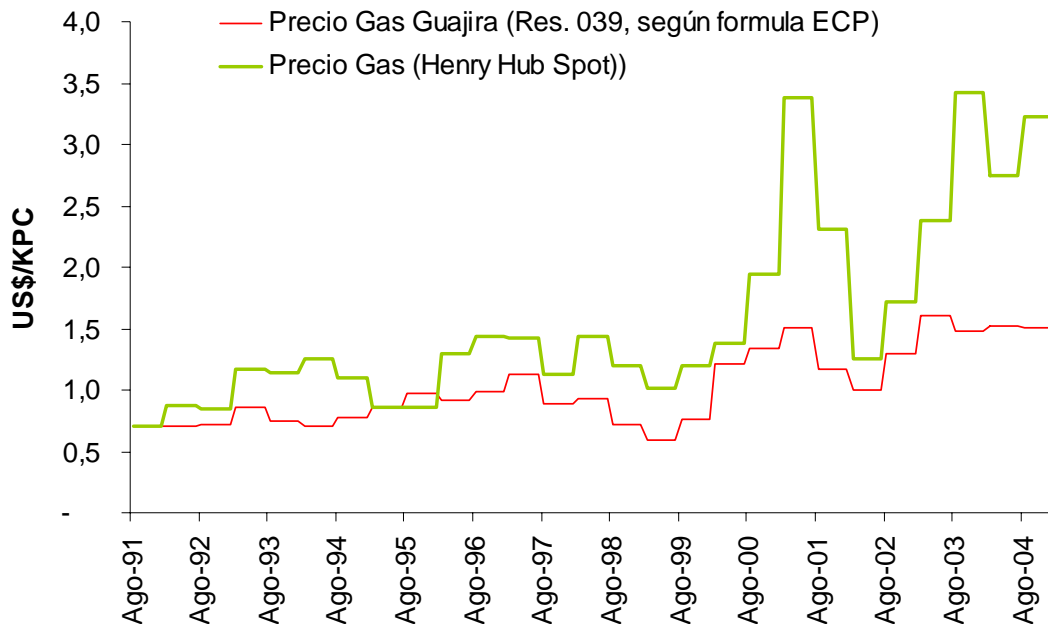
Con el Heating Oil (New York Spot Price)



Con el Petróleo (WTI Gulf Coast)



Con el gas natural (Henry Hub Spot Price)



A continuación se presentan los resultados de la prueba estadística de cointegración entre las series de precios del fuel oil de exportación de ECOPETROL y del fuel oil en Nueva York. A partir de esta prueba se confirma que las dos series tienen comportamientos correlacionados.

Sample (adjusted): 6 139
 Included observations: 134 after adjustments
 Trend assumption: No deterministic trend
 Series: FOECOPETROL FONY
 Lags interval (in first differences): 1 to 4

Unrestricted Cointegration Rank Test (Trace)

Hypothesized No. of CE(s)	Eigenvalue	Trace Statistic	0.05 Critical Value	Prob.**
None *	0.152194	22.35021	12.32090	0.0008
At most 1	0.001687	0.226295	4.129906	0.6920

Trace test indicates 1 cointegrating eqn(s) at the 0.05 level

* denotes rejection of the hypothesis at the 0.05 level

**MacKinnon-Haug-Michelis (1999) p-values

En las siguientes páginas se muestran las series de datos de los precios del gas que resultan de la actualización con diferentes “commodities” como indexadores (entre paréntesis se indica el “commodity” con el cual se actualiza el precio del gas en cada caso).

Mes	Precio Gas Guajira (Res. 039, según formula ECP) US\$/KPC	Precio Gas (Heating Oil Spot) US\$/KPC	Precio Gas (Heating Oil Futuros NYMEX) US\$/KPC	Precio Gas (WTI) US\$/KPC	Precio Gas (WTI Futuros) US\$/KPC	Precio Gas (Henry Hub Spot) US\$/KPC	Precio Gas (NY No. 6 fuel oil) US\$/KPC
Ene-91	0,78	1,05	1,04	1,00	1,04		0,85
Feb-91	1,24	1,60	1,38	1,59	1,48		1,31
Mar-91	1,24	1,60	1,38	1,59	1,48		1,31
Abr-91	1,24	1,60	1,38	1,59	1,48		1,31
May-91	1,24	1,60	1,38	1,59	1,48		1,31
Jun-91	1,24	1,60	1,38	1,59	1,48		1,31
Jul-91	1,24	1,60	1,38	1,59	1,48		1,31
Ago-91	0,70	1,13	1,08	1,08	1,05	0,70	0,77
Sep-91	0,70	1,13	1,08	1,08	1,05	0,70	0,77
Oct-91	0,70	1,13	1,08	1,08	1,05	0,70	0,77
Nov-91	0,70	1,13	1,08	1,08	1,05	0,70	0,77
Dic-91	0,70	1,13	1,08	1,08	1,05	0,70	0,77
Ene-92	0,70	1,13	1,08	1,08	1,05	0,70	0,77
Feb-92	0,70	1,14	1,08	1,11	1,10	0,88	0,83
Mar-92	0,70	1,14	1,08	1,11	1,10	0,88	0,83
Abr-92	0,70	1,14	1,08	1,11	1,10	0,88	0,83
May-92	0,70	1,14	1,08	1,11	1,10	0,88	0,83
Jun-92	0,70	1,14	1,08	1,11	1,10	0,88	0,83
Jul-92	0,70	1,14	1,08	1,11	1,10	0,88	0,83
Ago-92	0,72	1,09	1,11	1,08	1,08	0,85	0,84
Sep-92	0,72	1,09	1,11	1,08	1,08	0,85	0,84
Oct-92	0,72	1,09	1,11	1,08	1,08	0,85	0,84
Nov-92	0,72	1,09	1,11	1,08	1,08	0,85	0,84
Dic-92	0,72	1,09	1,11	1,08	1,08	0,85	0,84
Ene-93	0,72	1,09	1,11	1,08	1,08	0,85	0,84
Feb-93	0,85	1,11	1,08	1,08	1,07	1,16	0,91
Mar-93	0,85	1,11	1,08	1,08	1,07	1,16	0,91
Abr-93	0,85	1,11	1,08	1,08	1,07	1,16	0,91
May-93	0,85	1,11	1,08	1,08	1,07	1,16	0,91
Jun-93	0,85	1,11	1,08	1,08	1,07	1,16	0,91
Jul-93	0,85	1,11	1,08	1,08	1,07	1,16	0,91
Ago-93	0,75	1,04	1,07	1,03	1,04	1,14	0,86
Sep-93	0,75	1,04	1,07	1,03	1,04	1,14	0,86
Oct-93	0,75	1,04	1,07	1,03	1,04	1,14	0,86
Nov-93	0,75	1,04	1,07	1,03	1,04	1,14	0,86
Dic-93	0,75	1,04	1,07	1,03	1,04	1,14	0,86
Ene-94	0,75	1,04	1,07	1,03	1,04	1,14	0,86
Feb-94	0,70	0,96	0,93	0,87	0,90	1,25	0,79
Mar-94	0,70	0,96	0,93	0,87	0,90	1,25	0,79
Abr-94	0,70	0,96	0,93	0,87	0,90	1,25	0,79
May-94	0,70	0,96	0,93	0,87	0,90	1,25	0,79
Jun-94	0,70	0,96	0,93	0,87	0,90	1,25	0,79
Jul-94	0,70	0,96	0,93	0,87	0,90	1,25	0,79
Ago-94	0,77	0,96	0,94	0,90	0,87	1,10	0,84
Sep-94	0,77	0,96	0,94	0,90	0,87	1,10	0,84
Oct-94	0,77	0,96	0,94	0,90	0,87	1,10	0,84
Nov-94	0,77	0,96	0,94	0,90	0,87	1,10	0,84
Dic-94	0,77	0,96	0,94	0,90	0,87	1,10	0,84
Ene-95	0,77	0,96	0,94	0,90	0,87	1,10	0,84
Feb-95	0,86	0,93	0,94	0,93	0,93	0,86	0,84
Mar-95	0,86	0,93	0,94	0,93	0,93	0,86	0,84
Abr-95	0,86	0,93	0,94	0,93	0,93	0,86	0,84
May-95	0,86	0,93	0,94	0,93	0,93	0,86	0,84
Jun-95	0,86	0,93	0,94	0,93	0,93	0,86	0,84
Jul-95	0,86	0,93	0,94	0,93	0,93	0,86	0,84
Ago-95	0,97	0,92	0,95	0,98	0,96	0,86	0,91
Sep-95	0,97	0,92	0,95	0,98	0,96	0,86	0,91
Oct-95	0,97	0,92	0,95	0,98	0,96	0,86	0,91
Nov-95	0,97	0,92	0,95	0,98	0,96	0,86	0,91
Dic-95	0,97	0,92	0,95	0,98	0,96	0,86	0,91

Mes	Precio Gas Guajira (Res. 039, según formula ECP)	Precio Gas (Heating Oil Spot)	Precio Gas (Heating Oil Futuros NYMEX)	Precio Gas (WTI)	Precio Gas (WTI Futuros)	Precio Gas (Henry Hub Spot))	Precio Gas (NY No. 6 fuel oil)
	US\$/KPC	US\$/KPC	US\$/KPC	US\$/KPC	US\$/KPC	US\$/KPC	US\$/KPC
Ene-96	0,97	0,92	0,95	0,98	0,96	0,86	0,91
Feb-96	0,92	1,00	0,91	0,96	0,92	1,30	0,94
Mar-96	0,92	1,00	0,91	0,96	0,92	1,30	0,94
Abr-96	0,92	1,00	0,91	0,96	0,92	1,30	0,94
May-96	0,92	1,00	0,91	0,96	0,92	1,30	0,94
Jun-96	0,92	1,00	0,91	0,96	0,92	1,30	0,94
Jul-96	0,92	1,00	0,91	0,96	0,92	1,30	0,94
Ago-96	0,99	1,15	1,00	1,11	1,00	1,43	1,02
Sep-96	0,99	1,15	1,00	1,11	1,00	1,43	1,02
Oct-96	0,99	1,15	1,00	1,11	1,00	1,43	1,02
Nov-96	0,99	1,15	1,00	1,11	1,00	1,43	1,02
Dic-96	0,99	1,15	1,00	1,11	1,00	1,43	1,02
Ene-97	0,99	1,15	1,00	1,11	1,00	1,43	1,02
Feb-97	1,12	1,32	1,13	1,27	1,21	1,43	1,10
Mar-97	1,12	1,32	1,13	1,27	1,21	1,43	1,10
Abr-97	1,12	1,32	1,13	1,27	1,21	1,43	1,10
May-97	1,12	1,32	1,13	1,27	1,21	1,43	1,10
Jun-97	1,12	1,32	1,13	1,27	1,21	1,43	1,10
Jul-97	1,12	1,32	1,13	1,27	1,21	1,43	1,10
Ago-97	0,89	1,07	1,06	1,07	1,06	1,13	0,89
Sep-97	0,89	1,07	1,06	1,07	1,06	1,13	0,89
Oct-97	0,89	1,07	1,06	1,07	1,06	1,13	0,89
Nov-97	0,89	1,07	1,06	1,07	1,06	1,13	0,89
Dic-97	0,89	1,07	1,06	1,07	1,06	1,13	0,89
Ene-98	0,89	1,07	1,06	1,07	1,06	1,13	0,89
Feb-98	0,94	1,02	1,01	1,02	1,02	1,43	0,95
Mar-98	0,94	1,02	1,01	1,02	1,02	1,43	0,95
Abr-98	0,94	1,02	1,01	1,02	1,02	1,43	0,95
May-98	0,94	1,02	1,01	1,02	1,02	1,43	0,95
Jun-98	0,94	1,02	1,01	1,02	1,02	1,43	0,95
Jul-98	0,94	1,02	1,01	1,02	1,02	1,43	0,95
Ago-98	0,72	0,78	0,85	0,78	0,82	1,20	0,73
Sep-98	0,72	0,78	0,85	0,78	0,82	1,20	0,73
Oct-98	0,72	0,78	0,85	0,78	0,82	1,20	0,73
Nov-98	0,72	0,78	0,85	0,78	0,82	1,20	0,73
Dic-98	0,72	0,78	0,85	0,78	0,82	1,20	0,73
Ene-99	0,72	0,78	0,85	0,78	0,82	1,20	0,73
Feb-99	0,59	0,68	0,73	0,70	0,72	1,02	0,62
Mar-99	0,59	0,68	0,73	0,70	0,72	1,02	0,62
Abr-99	0,59	0,68	0,73	0,70	0,72	1,02	0,62
May-99	0,59	0,68	0,73	0,70	0,72	1,02	0,62
Jun-99	0,59	0,68	0,73	0,70	0,72	1,02	0,62
Jul-99	0,59	0,68	0,73	0,70	0,72	1,02	0,62
Ago-99	0,77	0,79	0,86	0,87	0,87	1,20	0,76
Sep-99	0,77	0,79	0,86	0,87	0,87	1,20	0,76
Oct-99	0,77	0,79	0,86	0,87	0,87	1,20	0,76
Nov-99	0,77	0,79	0,86	0,87	0,87	1,20	0,76
Dic-99	0,77	0,79	0,86	0,87	0,87	1,20	0,76
Ene-00	0,77	0,79	0,86	0,87	0,87	1,20	0,76
Feb-00	1,21	1,27	1,09	1,28	1,23	1,39	1,15
Mar-00	1,21	1,27	1,09	1,28	1,23	1,39	1,15
Abr-00	1,21	1,27	1,09	1,28	1,23	1,39	1,15
May-00	1,21	1,27	1,09	1,28	1,23	1,39	1,15
Jun-00	1,21	1,27	1,09	1,28	1,23	1,39	1,15
Jul-00	1,21	1,27	1,09	1,28	1,23	1,39	1,15
Ago-00	1,34	1,53	1,34	1,53	1,44	1,95	1,31
Sep-00	1,34	1,53	1,34	1,53	1,44	1,95	1,31
Oct-00	1,34	1,53	1,34	1,53	1,44	1,95	1,31
Nov-00	1,34	1,53	1,34	1,53	1,44	1,95	1,31
Dic-00	1,34	1,53	1,34	1,53	1,44	1,95	1,31

Mes	Precio Gas Guajira (Res. 039, según formula ECP) US\$/KPC	Precio Gas (Heating Oil Spot) US\$/KPC	Precio Gas (Heating Oil Futuros NYMEX) US\$/KPC	Precio Gas (WTI) US\$/KPC	Precio Gas (WTI Futuros) US\$/KPC	Precio Gas (Henry Hub Spot) US\$/KPC	Precio Gas (NY No. 6 fuel oil) US\$/KPC
Ene-01	1,34	1,53	1,34	1,53	1,44	1,95	1,31
Feb-01	1,51	1,81	1,49	1,67	1,58	3,39	1,53
Mar-01	1,51	1,81	1,49	1,67	1,58	3,39	1,53
Abr-01	1,51	1,81	1,49	1,67	1,58	3,39	1,53
May-01	1,51	1,81	1,49	1,67	1,58	3,39	1,53
Jun-01	1,51	1,81	1,49	1,67	1,58	3,39	1,53
Jul-01	1,51	1,81	1,49	1,67	1,58	3,39	1,53
Ago-01	1,16	1,45	1,38	1,46	1,46	2,32	1,21
Sep-01	1,16	1,45	1,38	1,46	1,46	2,32	1,21
Oct-01	1,16	1,45	1,38	1,46	1,46	2,32	1,21
Nov-01	1,16	1,45	1,38	1,46	1,46	2,32	1,21
Dic-01	1,16	1,45	1,38	1,46	1,46	2,32	1,21
Ene-02	1,16	1,45	1,38	1,46	1,46	2,32	1,21
Feb-02	1,00	1,18	1,14	1,18	1,18	1,26	0,98
Mar-02	1,00	1,18	1,14	1,18	1,18	1,26	0,98
Abr-02	1,00	1,18	1,14	1,18	1,18	1,26	0,98
May-02	1,00	1,18	1,14	1,18	1,18	1,26	0,98
Jun-02	1,00	1,18	1,14	1,18	1,18	1,26	0,98
Jul-02	1,00	1,18	1,14	1,18	1,18	1,26	0,98
Ago-02	1,30	1,23	1,27	1,32	1,31	1,72	1,22
Sep-02	1,30	1,23	1,27	1,32	1,31	1,72	1,22
Oct-02	1,30	1,23	1,27	1,32	1,31	1,72	1,22
Nov-02	1,30	1,23	1,27	1,32	1,31	1,72	1,22
Dic-02	1,30	1,23	1,27	1,32	1,31	1,72	1,22
Ene-03	1,30	1,23	1,27	1,32	1,31	1,72	1,22
Feb-03	1,61	1,50	1,37	1,54	1,48	2,38	1,55
Mar-03	1,61	1,50	1,37	1,54	1,48	2,38	1,55
Abr-03	1,61	1,50	1,37	1,54	1,48	2,38	1,55
May-03	1,61	1,50	1,37	1,54	1,48	2,38	1,55
Jun-03	1,61	1,50	1,37	1,54	1,48	2,38	1,55
Jul-03	1,61	1,50	1,37	1,54	1,48	2,38	1,55
Ago-03	1,47	1,66	1,44	1,63	1,53	3,42	1,57
Sep-03	1,47	1,66	1,44	1,63	1,53	3,42	1,57
Oct-03	1,47	1,66	1,44	1,63	1,53	3,42	1,57
Nov-03	1,47	1,66	1,44	1,63	1,53	3,42	1,57
Dic-03	1,47	1,66	1,44	1,63	1,53	3,42	1,57
Ene-04	1,47	1,66	1,44	1,63	1,53	3,42	1,57
Feb-04	1,52	1,62	1,47	1,61	1,60	2,75	1,48
Mar-04	1,52	1,62	1,47	1,61	1,60	2,75	1,48
Abr-04	1,52	1,62	1,47	1,61	1,60	2,75	1,48
May-04	1,52	1,62	1,47	1,61	1,60	2,75	1,48
Jun-04	1,52	1,62	1,47	1,61	1,60	2,75	1,48
Jul-04	1,52	1,62	1,47	1,61	1,60	2,75	1,48
Ago-04	1,50	1,87	1,86	1,91	1,93	3,23	1,54
Sep-04	1,50	1,87	1,86	1,91	1,93	3,23	1,54
Oct-04	1,50	1,87	1,86	1,91	1,93	3,23	1,54
Nov-04	1,50	1,87	1,86	1,91	1,93	3,23	1,54
Dic-04	1,50	1,87	1,86	1,91	1,93	3,23	1,54
Ene-05	1,50	1,87	1,86	1,91	1,93	3,23	1,54
Feb-05	1,57	2,52	2,33	2,36	2,44	3,38	1,68

Anexo 6. Caracterización de la Serie de Precios del Fuel Oil de Nueva York

Se observa como los coeficientes de autocorrelación (primera columna del diagrama y columna titulada AC) se reducen gradualmente. Característica de una serie no estacionaria.

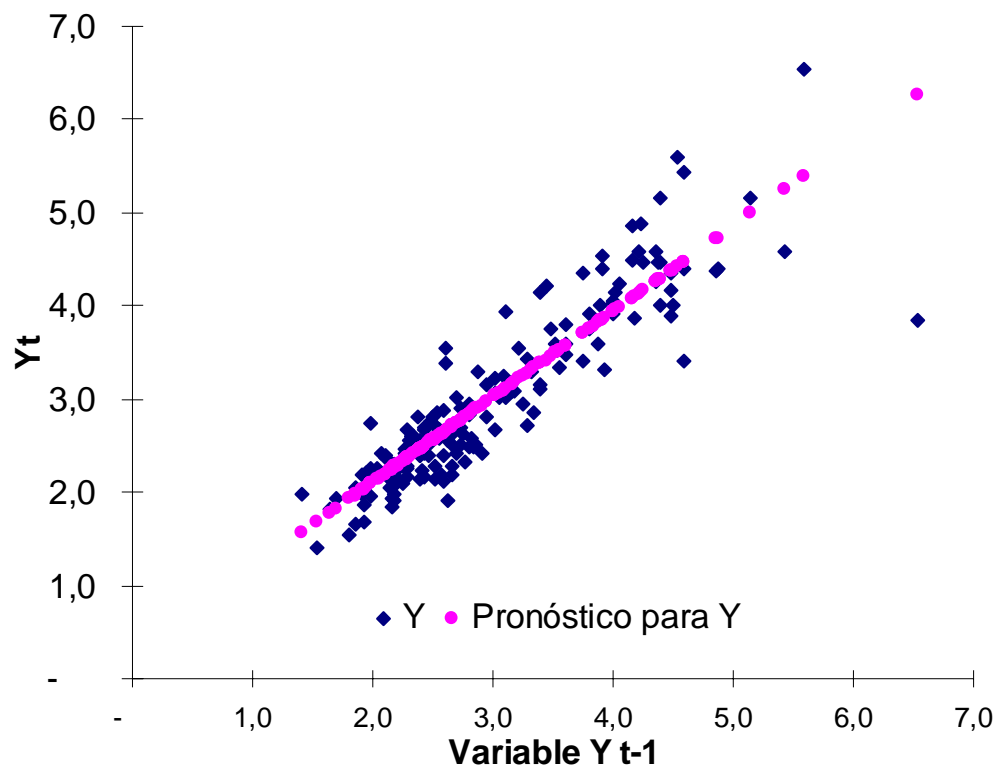
Diagrama de Autocorrelación de la Serie de Precios del Fuel Oil

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
1	0.895	0.895	113.69	0.000	
2	0.807	0.033	206.89	0.000	
3	0.743	0.073	286.36	0.000	
4	0.687	0.026	354.86	0.000	
5	0.631	-0.015	413.03	0.000	
6	0.562	-0.086	459.52	0.000	
7	0.507	0.024	497.70	0.000	
8	0.452	-0.040	528.28	0.000	
9	0.406	0.017	553.16	0.000	
10	0.359	-0.029	572.75	0.000	
11	0.305	-0.057	586.99	0.000	
12	0.220	-0.206	594.47	0.000	
13	0.136	-0.090	597.34	0.000	
14	0.096	0.118	598.79	0.000	
15	0.058	-0.009	599.32	0.000	
16	0.037	0.097	599.54	0.000	
17	0.030	0.106	599.68	0.000	
18	0.041	0.102	599.95	0.000	
19	0.051	0.018	600.38	0.000	
20	0.051	-0.024	600.81	0.000	
21	0.055	0.010	601.32	0.000	
22	0.066	0.046	602.04	0.000	
23	0.056	-0.084	602.56	0.000	
24	0.031	-0.102	602.73	0.000	
25	-0.006	-0.197	602.73	0.000	
26	-0.022	-0.012	602.81	0.000	
27	-0.025	0.007	602.92	0.000	
28	-0.031	-0.033	603.09	0.000	
29	-0.021	0.109	603.17	0.000	
30	-0.007	0.120	603.18	0.000	
31	0.008	0.115	603.19	0.000	
32	0.021	0.081	603.27	0.000	
33	0.038	0.089	603.54	0.000	
34	0.059	0.139	604.19	0.000	
35	0.071	0.062	605.14	0.000	
36	0.066	-0.102	605.97	0.000	

Fuente: Cálculos propios

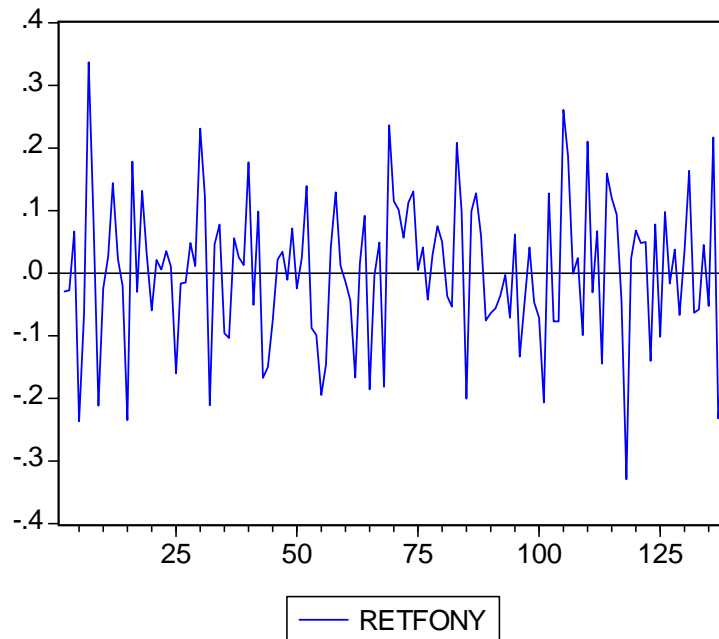
La serie de precios del fuel oil toma la forma del camino aleatorio $Y_t = Y_{t-1} + u_t$, donde u_t es un término de perturbación estocástica. Esto es, el precio del período actual solo depende del precio del período anterior más un término que puede tomar cualquier valor. Se presenta la regresión entre Y_t y Y_{t-1} .

Regresión de Y_t sobre Y_{t-1}



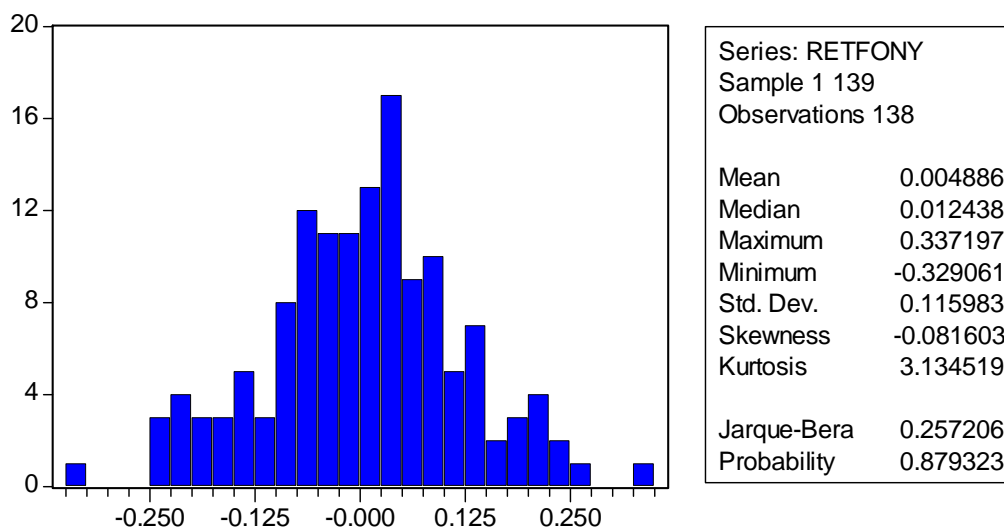
Fuente: Cálculos propios

Serie de Retornos Mensuales del Precio del Fuel Oil (Residual Fuel Oil No. 6 - 1,0% sulfur)



Cálculos CREG

Estadísticas Descriptivas de la Serie Retornos Mensuales del Precio del Fuel Oil (Residual Fuel Oil No. 6 - 1,0% sulfur)



Fuente: Cálculos propios

Anexo 7. Resultados de la Simulación de los Contratos de Suministro de Gas Natural

Comprador 1

Criterio Contratacion CDE	CDE (MBTUD)	Escenario TOP	VF derechos vencidos	VF Contrato (Facturación)
Máximo Histórico (Caso 1)	8.715	0% a 20%	\$ 1.000.027	\$ 3.073.046
		20% a 40%	\$ 4.104.530	\$ 7.514.308
		40% a 60%	\$ 7.110.343	\$ 12.011.083
		60% a 80%	\$ 9.984.611	\$ 16.385.108
		80% a 100%	\$ 12.727.333	\$ 20.558.028
Capacidad Máxima (Caso 2)	32.800	0% a 20%	\$ 5.247.502	\$ 9.320.366
		20% a 40%	\$ 17.022.543	\$ 27.254.464
		40% a 60%	\$ 28.302.494	\$ 44.473.540
		60% a 80%	\$ 39.087.357	\$ 60.935.734
		80% a 100%	\$ 49.377.131	\$ 76.641.045

Comprador 2

Criterio Contratacion CDE	CDE (MBTUD)	Escenario TOP	VF derechos vencidos	VF Contrato (Facturación)
Máximo Histórico (Caso 1)	133.000	0% a 20%	\$ -	\$ 239.933.900
		20% a 40%	\$ -	\$ 235.037.289
		40% a 60%	\$ 136.281	\$ 234.216.551
		60% a 80%	\$ 14.738.365	\$ 258.096.867
		80% a 100%	\$ 53.119.139	\$ 310.742.940
Capacidad Máxima (Caso 2)	133.000	0% a 20%	\$ -	\$ 239.933.900
		20% a 40%	\$ -	\$ 235.037.289
		40% a 60%	\$ 136.281	\$ 234.216.551
		60% a 80%	\$ 14.738.365	\$ 258.096.867
		80% a 100%	\$ 53.119.139	\$ 310.742.940

Comprador 3

Criterio Contratacion CDE	CDE (MBTUD)	Escenario TOP	VF derechos vencidos	VF Contrato (Facturación)
Máximo Histórico (Caso 1)	24.550	0% a 20%	\$ 78.709	\$ 26.841.205
		20% a 40%	\$ 947.800	\$ 31.962.020
		40% a 60%	\$ 5.551.237	\$ 39.112.106
		60% a 80%	\$ 13.154.070	\$ 48.038.016
		80% a 100%	\$ 19.437.551	\$ 57.541.658
Capacidad Máxima (Caso 2)	27.000	0% a 20%	\$ 90.407	\$ 27.025.123
		20% a 40%	\$ 1.156.707	\$ 32.993.954
		40% a 60%	\$ 7.477.216	\$ 41.368.619
		60% a 80%	\$ 15.550.492	\$ 51.683.844
		80% a 100%	\$ 23.019.531	\$ 63.083.153

Comprador 4

Criterio Contratacion CDE	CDE (MBTUD)	Escenario TOP	VF derechos vencidos	VF Contrato (Facturación)
Máximo Histórico (Caso 1)	24.600	0% a 20%	\$ 558.300	\$ 31.095.465
		20% a 40%	\$ 6.039.118	\$ 41.435.669
		40% a 60%	\$ 16.109.825	\$ 53.927.433
		60% a 80%	\$ 27.560.223	\$ 67.977.629
		80% a 100%	\$ 38.859.801	\$ 82.341.281
Capacidad Máxima (Caso 2)	40.000	0% a 20%	\$ 721.217	\$ 31.708.433
		20% a 40%	\$ 8.406.242	\$ 44.064.373
		40% a 60%	\$ 19.903.399	\$ 59.218.849
		60% a 80%	\$ 33.823.039	\$ 75.511.358
		80% a 100%	\$ 46.160.186	\$ 93.456.523

Comprador 5

Criterio Contratacion CDE	CDE (MBTUD)	Escenario TOP	VF derechos vencidos	VF Contrato (Facturación)
Máximo Histórico (Caso 1)	65.100	0% a 20%	\$ 7.645.831	\$ 23.084.963
		20% a 40%	\$ 30.693.792	\$ 55.209.907
		40% a 60%	\$ 53.146.158	\$ 88.580.526
		60% a 80%	\$ 74.615.892	\$ 120.967.609
		80% a 100%	\$ 95.102.996	\$ 152.138.821
Capacidad Máxima (Caso 2)	70.000	0% a 20%	\$ 8.358.982	\$ 24.226.469
		20% a 40%	\$ 33.341.216	\$ 59.113.669
		40% a 60%	\$ 57.476.521	\$ 95.063.231
		60% a 80%	\$ 80.555.233	\$ 130.031.484
		80% a 100%	\$ 102.577.354	\$ 163.548.916

Comprador 6

Criterio Contratacion CDE	CDE (MBTUD)	Escenario TOP	VF derechos vencidos	VF Contrato (Facturación)
Máximo Histórico (Caso 1)	10.600	0% a 20%	\$ 1.130.514	\$ 5.106.480
		20% a 40%	\$ 4.175.624	\$ 9.850.835
		40% a 60%	\$ 7.303.099	\$ 14.690.894
		60% a 80%	\$ 10.604.445	\$ 19.735.096
		80% a 100%	\$ 13.950.474	\$ 24.766.034
Capacidad Máxima (Caso 2)	11.200	0% a 20%	\$ 1.208.584	\$ 5.239.486
		20% a 40%	\$ 4.442.971	\$ 10.278.249
		40% a 60%	\$ 7.786.962	\$ 15.453.238
		60% a 80%	\$ 11.315.700	\$ 20.816.502
		80% a 100%	\$ 14.867.417	\$ 26.167.827

Comprador 7

Criterio Contratacion CDE	CDE (MBTUD)	Escenario TOP	VF derechos vencidos	VF Contrato (Facturación)
Máximo Histórico (Caso 1)	17.700	0% a 20%	\$ 844.476	\$ 15.108.158
		20% a 40%	\$ 4.048.566	\$ 20.264.419
		40% a 60%	\$ 7.742.147	\$ 26.148.359
		60% a 80%	\$ 12.373.813	\$ 33.208.011
		80% a 100%	\$ 17.852.359	\$ 41.380.294
Capacidad Máxima (Caso 2)	17.700	0% a 20%	\$ 844.476	\$ 15.108.158
		20% a 40%	\$ 4.048.566	\$ 20.264.419
		40% a 60%	\$ 7.742.147	\$ 26.148.359
		60% a 80%	\$ 12.373.813	\$ 33.208.011
		80% a 100%	\$ 17.852.359	\$ 41.380.294

Anexo 8. Series de Precios y Datos Utilizados

Precios spot por “commodity”

Fecha	Gas Natural en boca de pozo (Guajira)	WTI	Heating Oil Spot price. New York Harbor	Fuel Oil Ecopetrol (FOB Cartagena)	Fuel Oil (NY 1,0% sulfur spot price)	Henry Hub Spot Price
	US\$/MBTU	US\$/BL	US\$/BL	US\$/BL	US\$/BL	US\$/MBTU
	Fuente: Ecopetrol	Fuente: EIA	Fuente: EIA	Fuente: Ecopetrol	Fuente: Bloomberg	Fuente: Bloomberg
Ene-91	0,76	25,23	31,50	18,45	16,25	1,45
Feb-91	1,21	20,48	29,64	13,98	13,25	1,34
Mar-91	1,21	19,90	25,97	9,52	15,00	1,37
Abr-91	1,21	20,83	23,60	9,52	13,50	1,36
May-91	1,21	21,23	23,12	9,52	13,50	1,29
Jun-91	1,21	20,19	22,49	9,52	12,85	1,11
Jul-91	1,21	21,40	24,24	9,52	14,25	1,17
Ago-91	0,68	21,69	25,40	9,77	15,50	1,49
Sep-91	0,68	21,89	25,88	10,03	15,00	1,70
Oct-91	0,68	23,23	27,92	10,03	15,75	1,74
Nov-91	0,68	22,46	27,00	10,03	16,15	1,92
Dic-91	0,68	19,50	22,03	10,03	13,75	1,68
Ene-92	0,68	18,79	21,68	10,03	12,50	1,05
Feb-92	0,68	19,01	22,36	10,40	12,25	1,20
Mar-92	0,68	18,92	22,06	10,77	13,90	1,35
Abr-92	0,68	20,23	23,62	10,77	14,25	1,58
May-92	0,68	20,98	24,20	10,77	15,15	1,61
Jun-92	0,68	22,38	25,72	10,77	15,90	1,54
Jul-92	0,68	21,78	25,31	10,77	18,00	1,96
Ago-92	0,70	21,34	24,46	11,74	15,75	2,09
Sep-92	0,70	21,88	25,96	12,71	17,60	2,51
Oct-92	0,70	21,69	26,30	12,71	17,75	2,23
Nov-92	0,70	20,34	23,78	12,71	16,25	2,30
Dic-92	0,70	19,41	23,08	12,71	15,00	1,92
Ene-93	0,70	19,03	22,28	12,71	15,00	1,64
Feb-93	0,83	20,09	23,49	11,90	15,00	1,84
Mar-93	0,83	20,32	24,38	11,10	16,00	2,20
Abr-93	0,83	20,25	23,33	11,10	16,75	2,44
May-93	0,83	19,95	22,90	11,10	14,40	1,90
Jun-93	0,83	19,09	22,06	11,10	15,15	1,96
Jul-93	0,83	17,89	20,92	11,10	14,10	2,13
Ago-93	0,72	18,01	21,35	10,58	14,35	2,40
Sep-93	0,72	17,50	21,82	10,07	14,35	2,04
Oct-93	0,72	18,15	22,65	10,07	13,65	2,14
Nov-93	0,72	16,61	21,08	10,07	12,00	2,42
Dic-93	0,72	14,51	18,25	10,07	12,50	2,07
Ene-94	0,72	15,03	20,98	10,07	17,25	2,54
Feb-94	0,68	14,78	23,38	10,79	16,50	2,38
Mar-94	0,68	14,68	20,68	11,51	12,00	1,98
Abr-94	0,68	16,42	20,11	11,51	13,75	2,03
May-94	0,68	17,89	20,10	11,51	14,50	1,83
Jun-94	0,68	19,06	20,68	11,51	16,00	2,07
Jul-94	0,68	19,65	20,94	11,51	16,75	1,77
Ago-94	0,75	18,38	20,78	11,61	13,75	1,44
Sep-94	0,75	17,45	20,05	10,45	13,00	1,42
Oct-94	0,75	17,72	20,24	12,04	15,25	1,72
Nov-94	0,75	18,07	20,76	12,96	15,25	1,69
Dic-94	0,75	17,16	20,30	14,20	17,00	1,70

Fecha	Gas Natural en boca de pozo (Guajira)	WTI	Heating Oil Spot price. New York Harbor	Fuel Oil Ecopetrol (FOB Cartagena)	Fuel Oil (NY 1,0% sulfur spot price)	Henry Hub Spot Price
	US\$/MBTU	US\$/BL	US\$/BL	US\$/BL	US\$/BL	US\$/MBTU
Ene-95	0,75	18,04	20,12	14,83	15,25	1,42
Feb-95	0,84	18,57	19,99	13,93	16,75	1,45
Mar-95	0,84	18,54	19,22	14,30	15,85	1,58
Abr-95	0,84	19,90	20,74	14,64	17,15	1,62
May-95	0,84	19,74	21,04	15,67	18,25	1,70
Jun-95	0,84	18,45	19,99	15,00	15,25	1,54
Jul-95	0,84	17,33	19,54	13,12	13,65	1,45
Ago-95	0,94	18,02	20,61	12,04	14,40	1,63
Sep-95	0,94	18,23	21,05	12,20	14,25	1,65
Oct-95	0,94	17,43	20,46	11,98	14,75	1,81
Nov-95	0,94	17,99	21,73	12,38	16,35	2,12
Dic-95	0,94	19,03	24,20	15,32	21,35	3,39
Ene-96	0,94	18,85	23,32	17,70	19,50	3,60
Feb-96	0,89	19,09	25,77	14,21	19,00	3,75
Mar-96	0,89	21,33	27,57	15,00	19,25	2,60
Abr-96	0,89	23,50	28,39	15,58	19,00	2,25
May-96	0,89	21,17	24,19	14,70	16,75	2,33
Jun-96	0,89	20,42	21,60	13,52	17,00	2,65
Jul-96	0,89	21,30	23,33	14,54	17,20	2,08
Ago-96	0,96	21,90	25,33	14,33	17,00	1,86
Sep-96	0,96	23,97	28,41	15,27	19,00	1,86
Oct-96	0,96	24,88	30,35	18,05	20,25	2,70
Nov-96	0,96	23,71	29,42	18,74	22,35	3,80
Dic-96	0,96	25,23	30,31	17,49	21,00	2,46
Ene-97	0,96	25,13	29,31	15,80	17,88	2,88
Feb-97	1,09	22,18	25,66	14,49	15,63	1,79
Mar-97	1,09	20,97	22,99	12,50	15,88	1,85
Abr-97	1,09	19,70	24,25	12,31	14,38	2,10
May-97	1,09	20,82	23,67	13,33	16,73	2,20
Jun-97	1,09	19,26	21,94	13,23	16,48	2,17
Jul-97	1,09	19,66	22,27	14,14	16,00	2,23
Ago-97	0,86	19,95	22,68	13,35	16,23	2,70
Sep-97	0,86	19,80	22,34	13,51	18,13	2,97
Oct-97	0,86	21,33	24,01	16,47	20,63	3,27
Nov-97	0,86	20,19	23,67	16,42	17,13	2,40
Dic-97	0,86	18,33	21,45	12,99	15,78	2,23
Ene-98	0,86	16,72	19,55	10,97	13,53	2,07
Feb-98	0,91	16,06	18,61	9,43	11,63	2,20
Mar-98	0,91	15,12	17,70	9,40	12,88	2,34
Abr-98	0,91	15,35	18,06	11,90	13,88	2,14
May-98	0,91	14,91	17,28	11,27	13,48	2,11
Jun-98	0,91	13,72	15,89	11,12	13,63	2,41
Jul-98	0,91	14,17	15,21	11,30	12,13	1,85
Ago-98	0,70	13,47	14,48	8,80	10,63	1,68
Sep-98	0,70	15,03	16,91	9,47	12,13	2,20
Oct-98	0,70	14,46	16,18	9,86	11,73	1,83
Nov-98	0,70	13,00	15,07	8,91	10,38	1,66
Dic-98	0,70	11,35	13,16	7,97	11,38	1,94

Fecha	Gas Natural en boca de pozo (Guajira)	WTI	Heating Oil Spot price. New York Harbor	Fuel Oil Ecopetrol (FOB Cartagena)	Fuel Oil (NY 1,0% sulfur spot price)	Henry Hub Spot Price
	US\$/MBTU	US\$/BL	US\$/BL	US\$/BL	US\$/BL	US\$/MBTU
Ene-99	0,70	12,51	14,07	8,35	9,63	1,82
Feb-99	0,58	12,01	12,78	6,30	8,88	1,66
Mar-99	0,58	14,68	16,28	9,22	12,48	2,00
Abr-99	0,58	17,31	18,10	11,08	14,13	2,25
May-99	0,58	17,72	17,76	11,90	13,23	2,29
Jun-99	0,58	17,92	18,18	12,95	14,88	2,33
Jul-99	0,58	20,10	21,00	14,43	17,63	2,55
Ago-99	0,75	21,28	23,03	16,79	18,48	2,87
Sep-99	0,75	23,80	25,28	17,53	19,88	2,32
Oct-99	0,75	22,69	24,54	17,85	20,03	2,75
Nov-99	0,75	25,00	27,21	17,87	19,38	2,17
Dic-99	0,75	26,10	28,19	17,26	19,53	2,30
Ene-00	0,75	27,26	38,43	19,55	24,75	2,71
Feb-00	1,17	29,37	39,36	18,56	20,88	2,68
Mar-00	1,17	29,84	32,49	19,29	20,63	2,88
Abr-00	1,17	25,72	31,44	18,39	21,63	3,11
May-00	1,17	28,79	31,90	22,14	26,48	4,53
Jun-00	1,17	31,82	32,86	23,73	28,88	4,34
Jul-00	1,17	29,70	32,79	20,78	21,38	3,75
Ago-00	1,31	31,26	37,50	20,57	26,13	4,77
Sep-00	1,31	33,88	41,48	24,68	30,50	5,09
Oct-00	1,31	33,11	41,03	24,24	27,53	4,33
Nov-00	1,31	34,42	43,34	23,71	28,13	6,32
Dic-00	1,31	28,44	39,60	22,12	26,25	10,50
Ene-01	1,31	29,59	35,51	20,07	24,38	5,95
Feb-01	1,47	29,61	32,99	18,09	22,63	5,17
Mar-01	1,47	27,24	31,11	18,20	21,88	5,36
Abr-01	1,47	27,49	32,83	19,92	23,63	4,72
May-01	1,47	28,63	32,43	17,75	21,38	3,73
Jun-01	1,47	27,60	31,75	15,00	19,88	2,98
Jul-01	1,47	26,42	29,31	15,92	19,38	3,32
Ago-01	1,13	27,37	30,81	16,04	20,38	2,17
Sep-01	1,13	26,20	30,71	17,31	18,53	1,82
Oct-01	1,13	22,17	26,39	15,56	17,63	3,07
Nov-01	1,13	19,64	23,04	13,23	15,63	1,83
Dic-01	1,13	19,39	22,00	13,67	17,38	2,70
Ene-02	1,13	19,71	22,49	13,98	14,63	2,16
Feb-02	0,97	20,72	22,71	12,93	16,38	2,50
Mar-02	0,97	24,53	26,70	15,99	22,25	3,20
Abr-02	0,97	26,18	28,02	20,14	22,13	3,64
May-02	0,97	27,04	27,97	21,42	22,63	3,16
Jun-02	0,97	25,52	27,13	20,28	22,63	3,21
Jul-02	0,97	26,97	28,50	20,72	23,88	3,04
Ago-02	1,27	28,39	29,45	23,20	24,63	3,12
Sep-02	1,27	29,66	32,48	23,21	27,63	4,07
Oct-02	1,27	28,84	32,25	24,43	25,13	4,38
Nov-02	1,27	26,35	30,23	21,17	24,63	4,19
Dic-02	1,27	29,46	34,48	22,68	28,50	4,59

Fecha	Gas Natural en boca de pozo (Guajira)	WTI	Heating Oil Spot price. New York Harbor	Fuel Oil Ecopetrol (FOB Cartagena)	Fuel Oil (NY 1,0% sulfur spot price)	Henry Hub Spot Price
	US\$/MBTU	US\$/BL	US\$/BL	US\$/BL	US\$/BL	US\$/MBTU
Ene-03	1,27	32,95	38,01	27,91	35,13	5,61
Feb-03	1,57	35,83	47,40	33,25	41,13	11,10
Mar-03	1,57	33,51	41,51	19,59	24,13	5,01
Abr-03	1,57	28,17	33,43	18,70	23,88	5,26
May-03	1,57	28,11	31,13	19,38	23,63	5,99
Jun-03	1,57	30,66	31,89	20,37	27,38	5,35
Jul-03	1,57	30,75	33,02	24,75	26,75	4,64
Ago-03	1,43	31,57	34,28	25,15	28,13	4,84
Sep-03	1,43	28,31	30,93	21,49	24,53	4,68
Oct-03	1,43	30,34	34,45	22,74	25,13	3,99
Nov-03	1,43	31,11	35,05	22,59	25,28	4,86
Dic-03	1,43	32,13	37,41	23,07	26,13	5,80
Ene-04	1,43	31,04	41,33	22,12	28,25	5,80
Feb-04	1,48	32,95	38,33	18,54	25,13	5,28
Mar-04	1,48	36,74	38,19	18,73	25,53	5,65
Abr-04	1,48	35,08	38,72	22,24	26,63	5,81
May-04	1,48	38,36	42,77	23,61	30,63	6,42
Jun-04	1,48	36,30	41,73	25,91	27,63	6,03
Jul-04	1,48	38,92	45,79	23,89	28,13	6,03
Ago-04	1,46	44,90	49,01	23,88	27,38	5,04
Sep-04	1,46	43,85	52,80	23,69	28,88	6,45
Oct-04	1,46	53,28	62,35	27,77	34,13	6,44
Nov-04	1,46	44,06	58,13	24,75	28,88	6,78
Dic-04	1,46	39,40	53,55	17,33	27,63	6,01
Ene-05	1,46	44,61	55,28	22,97	32,38	6,16
Feb-05	1,52	46,23	53,67	24,46	32,38	

Series de precios histórico de los contratos de futuros a 6 meses (Precios en US\$/Galón)

Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6
Ene 02, 1996	0,4959	Abr 11, 1996	0,5527	Jul 23, 1996	0,5734	Oct 30, 1996	0,6191	Feb 11, 1997	0,5673
Ene 03, 1996	0,4916	Abr 12, 1996	0,5352	Jul 24, 1996	0,5708	Oct 31, 1996	0,6050	Feb 12, 1997	0,5602
Ene 04, 1996	0,4943	Abr 15, 1996	0,5386	Jul 25, 1996	0,5722	Nov 01, 1996	0,5760	Feb 13, 1997	0,5580
Ene 05, 1996	0,4989	Abr 16, 1996	0,5255	Jul 26, 1996	0,5627	Nov 04, 1996	0,5712	Feb 14, 1997	0,5678
Ene 08, 1996	0,4989	Abr 17, 1996	0,5213	Jul 29, 1996	0,5611	Nov 05, 1996	0,5688	Feb 18, 1997	0,5633
Ene 09, 1996	0,4938	Abr 18, 1996	0,5170	Jul 30, 1996	0,5654	Nov 06, 1996	0,5738	Feb 19, 1997	0,5694
Ene 10, 1996	0,4905	Abr 19, 1996	0,5197	Jul 31, 1996	0,5727	Nov 07, 1996	0,5732	Feb 20, 1997	0,5574
Ene 11, 1996	0,4769	Abr 22, 1996	0,5274	Ago 01, 1996	0,5693	Nov 08, 1996	0,5873	Feb 21, 1997	0,5562
Ene 12, 1996	0,4687	Abr 23, 1996	0,5371	Ago 02, 1996	0,5743	Nov 11, 1996	0,5866	Feb 24, 1997	0,5439
Ene 15, 1996	0,4744	Abr 24, 1996	0,5375	Ago 05, 1996	0,5702	Nov 12, 1996	0,5879	Feb 25, 1997	0,5535
Ene 16, 1996	0,4686	Abr 25, 1996	0,5352	Ago 06, 1996	0,5678	Nov 13, 1996	0,6043	Feb 26, 1997	0,5516
Ene 17, 1996	0,4724	Abr 26, 1996	0,5424	Ago 07, 1996	0,5735	Nov 14, 1996	0,6082	Feb 27, 1997	0,5464
Ene 18, 1996	0,4771	Abr 29, 1996	0,5499	Ago 08, 1996	0,5794	Nov 15, 1996	0,6040	Feb 28, 1997	0,5399
Ene 19, 1996	0,4741	Abr 30, 1996	0,5344	Ago 09, 1996	0,5770	Nov 18, 1996	0,5978	Mar 03, 1997	0,5454
Ene 22, 1996	0,4705	May 01, 1996	0,5343	Ago 12, 1996	0,5855	Nov 19, 1996	0,6068	Mar 04, 1997	0,5528
Ene 23, 1996	0,4707	May 02, 1996	0,5309	Ago 13, 1996	0,5903	Nov 20, 1996	0,5913	Mar 05, 1997	0,5493
Ene 24, 1996	0,4787	May 03, 1996	0,5350	Ago 14, 1996	0,5886	Nov 21, 1996	0,6051	Mar 12, 1997	0,5549
Ene 25, 1996	0,4658	May 06, 1996	0,5335	Ago 15, 1996	0,5846	Nov 22, 1996	0,5917	Mar 07, 1997	0,5638
Ene 26, 1996	0,4670	May 07, 1996	0,5347	Ago 16, 1996	0,5977	Nov 25, 1996	0,5853	Mar 10, 1997	0,5578
Ene 29, 1996	0,4619	May 08, 1996	0,5381	Ago 19, 1996	0,6046	Nov 26, 1996	0,5898	Mar 11, 1997	0,5562
Ene 30, 1996	0,4657	May 09, 1996	0,5389	Ago 20, 1996	0,5979	Nov 27, 1996	0,5933	Mar 12, 1997	0,5651
Ene 31, 1996	0,4696	May 10, 1996	0,5428	Ago 21, 1996	0,5921	Dic 02, 1996	0,5912	Mar 13, 1997	0,5653
Feb 01, 1996	0,4694	May 13, 1996	0,5470	Ago 22, 1996	0,6018	Dic 03, 1996	0,5916	Mar 14, 1997	0,5710
Feb 02, 1996	0,4697	May 14, 1996	0,5461	Ago 23, 1996	0,5973	Dic 04, 1996	0,5922	Mar 17, 1997	0,5651
Feb 05, 1996	0,4686	May 15, 1996	0,5430	Ago 26, 1996	0,5916	Dic 05, 1996	0,6005	Mar 18, 1997	0,5794
Feb 06, 1996	0,4731	May 16, 1996	0,5303	Ago 27, 1996	0,5900	Dic 06, 1996	0,6018	Mar 19, 1997	0,5801
Feb 07, 1996	0,4730	May 17, 1996	0,5249	Ago 28, 1996	0,5957	Dic 09, 1996	0,5973	Mar 20, 1997	0,5768
Feb 08, 1996	0,4727	May 20, 1996	0,5432	Ago 29, 1996	0,6074	Dic 10, 1996	0,5840	Mar 21, 1997	0,5765
Feb 09, 1996	0,4711	May 21, 1996	0,5386	Ago 30, 1996	0,6047	Dic 11, 1996	0,5657	Mar 24, 1997	0,5697
Feb 12, 1996	0,4735	May 22, 1996	0,5474	Sep 03, 1996	0,5920	Dic 12, 1996	0,5719	Mar 25, 1997	0,5728
Feb 13, 1996	0,4869	May 23, 1996	0,5432	Sep 04, 1996	0,5901	Dic 13, 1996	0,5839	Mar 26, 1997	0,5610
Feb 14, 1996	0,4870	May 24, 1996	0,5468	Sep 05, 1996	0,5953	Dic 16, 1996	0,5997	Mar 27, 1997	0,5668
Feb 15, 1996	0,4846	May 28, 1996	0,5417	Sep 06, 1996	0,6022	Dic 17, 1996	0,5960	Mar 31, 1997	0,5597
Feb 16, 1996	0,4809	May 29, 1996	0,5397	Sep 09, 1996	0,6015	Dic 18, 1996	0,6013	Abr 01, 1997	0,5660
Feb 20, 1996	0,4905	May 30, 1996	0,5296	Sep 10, 1996	0,6070	Dic 19, 1996	0,6010	Abr 02, 1997	0,5523
Feb 21, 1996	0,4959	May 31, 1996	0,5282	Sep 11, 1996	0,6165	Dic 20, 1996	0,5980	Abr 03, 1997	0,5554
Feb 22, 1996	0,4953	Jun 03, 1996	0,5369	Sep 12, 1996	0,6209	Dic 23, 1996	0,5895	Abr 04, 1997	0,5519
Feb 23, 1996	0,4788	Jun 04, 1996	0,5404	Sep 13, 1996	0,6069	Dic 24, 1996	0,5945	Abr 07, 1997	0,5508
Feb 26, 1996	0,4899	Jun 05, 1996	0,5325	Sep 16, 1996	0,5918	Dic 26, 1996	0,5908	Abr 08, 1997	0,5507
Feb 27, 1996	0,4890	Jun 06, 1996	0,5366	Sep 17, 1996	0,5939	Dic 27, 1996	0,5973	Abr 09, 1997	0,5508
Feb 28, 1996	0,4850	Jun 07, 1996	0,5431	Sep 18, 1996	0,6075	Dic 30, 1996	0,5990	Abr 10, 1997	0,5612
Feb 29, 1996	0,4904	Jun 10, 1996	0,5401	Sep 19, 1996	0,6020	Dic 31, 1996	0,6087	Abr 11, 1997	0,5574
Mar 01, 1996	0,4935	Jun 11, 1996	0,5353	Sep 20, 1996	0,6101	Ene 02, 1997	0,5977	Ene 14, 1997	0,5615
Mar 04, 1996	0,4871	Jun 12, 1996	0,5363	Sep 23, 1996	0,6114	Ene 03, 1997	0,5948	Abr 15, 1997	0,5594
Mar 05, 1996	0,4927	Jun 13, 1996	0,5375	Sep 24, 1996	0,6252	Ene 06, 1997	0,6087	Abr 16, 1997	0,5507
Mar 06, 1996	0,4951	Jun 14, 1996	0,5426	Sep 25, 1996	0,6291	Ene 07, 1997	0,6049	Abr 17, 1997	0,5529
Mar 07, 1996	0,4959	Jun 17, 1996	0,5565	Sep 26, 1996	0,6262	Ene 08, 1997	0,6112	Abr 18, 1997	0,5545
Mar 08, 1996	0,4930	Jun 18, 1996	0,5466	Sep 27, 1996	0,6330	Ene 09, 1997	0,6078	Abr 21, 1997	0,5592
Mar 11, 1996	0,5012	Jun 19, 1996	0,5355	Sep 30, 1996	0,6270	Ene 10, 1997	0,6028	Abr 22, 1997	0,5517
Mar 12, 1996	0,5052	Jun 20, 1996	0,5395	Oct 01, 1996	0,5934	Ene 13, 1997	0,5927	Abr 23, 1997	0,5543
Mar 13, 1996	0,5070	Jun 21, 1996	0,5391	Oct 02, 1996	0,5916	Ene 14, 1997	0,5911	Abr 24, 1997	0,5608
Mar 14, 1996	0,5092	Jun 24, 1996	0,5388	Oct 03, 1996	0,6073	Ene 15, 1997	0,6062	Abr 25, 1997	0,5578
Mar 15, 1996	0,5092	Jun 25, 1996	0,5365	Oct 04, 1996	0,6041	Ene 16, 1997	0,5963	Abr 28, 1997	0,5558
Mar 18, 1996	0,5126	Jun 26, 1996	0,5447	Oct 07, 1996	0,6190	Ene 17, 1997	0,5914	Abr 29, 1997	0,5646
Mar 19, 1996	0,5170	Jun 27, 1996	0,5542	Oct 08, 1996	0,6263	Ene 20, 1997	0,5912	Abr 30, 1997	0,5644
Mar 20, 1996	0,5154	Jun 28, 1996	0,5545	Oct 09, 1996	0,6198	Ene 21, 1997	0,5876	May 01, 1997	0,5661
Mar 21, 1996	0,5175	Jul 01, 1996	0,5638	Oct 10, 1996	0,6058	Ene 22, 1997	0,5914	May 02, 1997	0,5580
Mar 22, 1996	0,5257	Jul 02, 1996	0,5568	Oct 11, 1996	0,6121	Ene 23, 1997	0,5867	May 05, 1997	0,5599
Mar 25, 1996	0,5325	Jul 03, 1996	0,5594	Oct 14, 1996	0,6273	Ene 24, 1997	0,5853	May 06, 1997	0,5629
Mar 26, 1996	0,5351	Jul 08, 1996	0,5631	Oct 15, 1996	0,6238	Ene 27, 1997	0,5819	May 07, 1997	0,5611
Mar 27, 1996	0,5298	Jul 09, 1996	0,5665	Oct 16, 1996	0,6200	Ene 28, 1997	0,5836	May 08, 1997	0,5720
Mar 28, 1996	0,5235	Jul 10, 1996	0,5703	Oct 17, 1996	0,6267	Ene 29, 1997	0,5937	May 09, 1997	0,5725
Mar 29, 1996	0,5247	Jul 11, 1996	0,5786	Oct 18, 1996	0,6338	Ene 30, 1997	0,5981	May 12, 1997	0,5898
Abr 01, 1996	0,5400	Jul 12, 1996	0,5789	Oct 21, 1996	0,6325	Ene 31, 1997	0,5869	May 13, 1997	0,5890
Abr 02, 1996	0,5404	Jul 15, 1996	0,5874	Oct 22, 1996	0,6379	Feb 03, 1997	0,5863	May 14, 1997	0,5893
Abr 03, 1996	0,5317	Jul 16, 1996	0,5831	Oct 23, 1996	0,6258	Feb 04, 1997	0,5846	May 15, 1997	0,5893

Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6
May 22, 1997	0,6020	Sep 02, 1997	0,5613	Dic 11, 1997	0,5143	Mar 25, 1998	0,4864	Jul 06, 1998	0,4456
May 23, 1997	0,5973	Sep 03, 1997	0,5613	Dic 12, 1997	0,5138	Mar 26, 1998	0,4938	Jul 07, 1998	0,4441
May 27, 1997	0,5767	Sep 04, 1997	0,5568	Dic 15, 1997	0,5119	Mar 27, 1998	0,4917	Jul 08, 1998	0,4475
May 28, 1997	0,5796	Sep 05, 1997	0,5643	Dic 16, 1997	0,5111	Mar 30, 1998	0,4804	Jul 09, 1998	0,4481
May 29, 1997	0,5892	Sep 08, 1997	0,5608	Dic 17, 1997	0,5129	Mar 31, 1998	0,4686	Jul 10, 1998	0,4448
May 30, 1997	0,5849	Sep 09, 1997	0,5594	Dic 18, 1997	0,5199	Abr 01, 1998	0,4773	Jul 13, 1998	0,4419
Jun 02, 1997	0,5964	Sep 10, 1997	0,5552	Dic 19, 1997	0,5157	Abr 02, 1998	0,4799	Jul 14, 1998	0,4488
Jun 03, 1997	0,5818	Sep 11, 1997	0,5565	Dic 22, 1997	0,5091	Abr 03, 1998	0,4876	Jul 15, 1998	0,4534
Jun 04, 1997	0,5792	Sep 12, 1997	0,5588	Dic 23, 1997	0,5085	Abr 06, 1998	0,4767	Jul 16, 1998	0,4489
Jun 05, 1997	0,5712	Sep 15, 1997	0,5552	Dic 24, 1997	0,5079	Abr 07, 1998	0,4733	Jul 17, 1998	0,4397
Jun 06, 1997	0,5591	Sep 16, 1997	0,5652	Dic 26, 1997	0,5029	Abr 08, 1998	0,4793	Jul 20, 1998	0,4303
Jun 09, 1997	0,5576	Sep 17, 1997	0,5598	Dic 29, 1997	0,4973	Abr 09, 1998	0,4803	Jul 21, 1998	0,4376
Jun 10, 1997	0,5594	Sep 18, 1997	0,5584	Dic 30, 1997	0,4990	Abr 13, 1998	0,4768	Jul 22, 1998	0,4379
Jun 11, 1997	0,5565	Sep 19, 1997	0,5582	Dic 31, 1997	0,4972	Abr 14, 1998	0,4741	Jul 23, 1998	0,4326
Jun 12, 1997	0,5585	Sep 22, 1997	0,5652	Ene 02, 1998	0,5002	Abr 15, 1998	0,4813	Jul 24, 1998	0,4302
Jun 13, 1997	0,5569	Sep 23, 1997	0,5655	Ene 05, 1998	0,4898	Abr 16, 1998	0,4888	Jul 27, 1998	0,4345
Jun 16, 1997	0,5591	Sep 24, 1997	0,5705	Ene 06, 1998	0,4908	Abr 17, 1998	0,4789	Jul 28, 1998	0,4322
Jun 17, 1997	0,5629	Sep 25, 1997	0,5817	Ene 07, 1998	0,4891	Abr 20, 1998	0,4795	Jul 29, 1998	0,4263
Jun 18, 1997	0,5535	Sep 26, 1997	0,5917	Ene 08, 1998	0,4921	Abr 21, 1998	0,4823	Jul 30, 1998	0,4298
Jun 19, 1997	0,5516	Sep 29, 1997	0,5960	Ene 09, 1998	0,4850	Abr 22, 1998	0,4734	Jul 31, 1998	0,4283
Jun 20, 1997	0,5516	Sep 30, 1997	0,5945	Ene 12, 1998	0,4831	Abr 23, 1998	0,4706	Ago 03, 1998	0,4289
Jun 23, 1997	0,5573	Oct 01, 1997	0,5753	Ene 13, 1998	0,4825	Abr 24, 1998	0,4712	Ago 04, 1998	0,4314
Jun 24, 1997	0,5536	Oct 02, 1997	0,5851	Ene 14, 1998	0,4830	Abr 27, 1998	0,4741	Ago 05, 1998	0,4287
Jun 25, 1997	0,5637	Oct 03, 1997	0,5970	Ene 15, 1998	0,4812	Abr 28, 1998	0,4804	Ago 06, 1998	0,4328
Jun 26, 1997	0,5552	Oct 06, 1997	0,5803	Ene 16, 1998	0,4860	Abr 29, 1998	0,4734	Ago 07, 1998	0,4353
Jun 27, 1997	0,5657	Oct 07, 1997	0,5835	Ene 20, 1998	0,4815	Abr 30, 1998	0,4801	Ago 10, 1998	0,4158
Jun 30, 1997	0,5675	Oct 08, 1997	0,5886	Ene 21, 1998	0,4795	May 01, 1998	0,5014	Ago 11, 1998	0,4141
Jul 01, 1997	0,5786	Oct 09, 1997	0,5892	Ene 22, 1998	0,4748	May 04, 1998	0,4984	Ago 12, 1998	0,4132
Jul 02, 1997	0,5797	Oct 10, 1997	0,5904	Ene 23, 1998	0,4680	May 05, 1998	0,4919	Ago 13, 1998	0,4216
Jul 03, 1997	0,5621	Oct 13, 1997	0,5776	Ene 26, 1998	0,4907	May 06, 1998	0,4894	Ago 14, 1998	0,4185
Jul 07, 1997	0,5655	Oct 14, 1997	0,5697	Ene 27, 1998	0,4931	May 07, 1998	0,4879	Ago 17, 1998	0,4155
Jul 08, 1997	0,5684	Oct 15, 1997	0,5671	Ene 28, 1998	0,4984	May 08, 1998	0,4848	Ago 18, 1998	0,4098
Jul 09, 1997	0,5640	Oct 16, 1997	0,5733	Ene 29, 1998	0,5110	May 11, 1998	0,4836	Ago 19, 1998	0,4100
Jul 10, 1997	0,5584	Oct 17, 1997	0,5649	Ene 30, 1998	0,4951	May 12, 1998	0,4841	Ago 20, 1998	0,4195
Jul 11, 1997	0,5605	Oct 20, 1997	0,5705	Feb 02, 1998	0,4961	May 13, 1998	0,4796	Ago 21, 1998	0,4089
Jul 14, 1997	0,5561	Oct 21, 1997	0,5711	Feb 03, 1998	0,4873	May 14, 1998	0,4791	Ago 24, 1998	0,4117
Jul 15, 1997	0,5653	Oct 22, 1997	0,5799	Feb 04, 1998	0,4842	May 15, 1998	0,4711	Ago 25, 1998	0,4151
Jul 16, 1997	0,5640	Oct 23, 1997	0,5747	Feb 05, 1998	0,4899	May 18, 1998	0,4668	Ago 26, 1998	0,4122
Jul 17, 1997	0,5718	Oct 24, 1997	0,5694	Feb 06, 1998	0,4889	May 19, 1998	0,4674	Ago 27, 1998	0,4043
Jul 18, 1997	0,5577	Oct 27, 1997	0,5766	Feb 09, 1998	0,4880	May 20, 1998	0,4502	Ago 28, 1998	0,4089
Jul 21, 1997	0,5594	Oct 28, 1997	0,5645	Feb 10, 1998	0,4839	May 21, 1998	0,4573	Ago 31, 1998	0,4054
Jul 22, 1997	0,5608	Oct 29, 1997	0,5708	Feb 11, 1998	0,4810	May 22, 1998	0,4564	Sep 01, 1998	0,4233
Jul 23, 1997	0,5663	Oct 30, 1997	0,5761	Feb 12, 1998	0,4789	May 26, 1998	0,4550	Sep 02, 1998	0,4218
Jul 24, 1997	0,5677	Oct 31, 1997	0,5738	Feb 13, 1998	0,4814	May 27, 1998	0,4576	Sep 03, 1998	0,4446
Jul 25, 1997	0,5714	Nov 03, 1997	0,5586	Feb 17, 1998	0,4757	May 28, 1998	0,4535	Sep 04, 1998	0,4408
Jul 28, 1997	0,5701	Nov 04, 1997	0,5521	Feb 18, 1998	0,4910	May 29, 1998	0,4582	Sep 08, 1998	0,4371
Jul 29, 1997	0,5717	Nov 05, 1997	0,5492	Feb 19, 1998	0,4865	Jun 01, 1998	0,4657	Sep 09, 1998	0,4337
Jul 30, 1997	0,5837	Nov 06, 1997	0,5524	Feb 20, 1998	0,4797	Jun 02, 1998	0,4641	Sep 10, 1998	0,4479
Jul 31, 1997	0,5854	Nov 07, 1997	0,5559	Feb 23, 1998	0,4635	Jun 03, 1998	0,4596	Sep 11, 1998	0,4425
Ago 01, 1997	0,5853	Nov 10, 1997	0,5477	Feb 24, 1998	0,4636	Jun 04, 1998	0,4655	Sep 14, 1998	0,4428
Ago 04, 1997	0,6001	Nov 11, 1997	0,5520	Feb 25, 1998	0,4660	Jun 05, 1998	0,4668	Sep 15, 1998	0,4415
Ago 05, 1997	0,5982	Nov 12, 1997	0,5511	Feb 26, 1998	0,4629	Jun 08, 1998	0,4626	Sep 16, 1998	0,4412
Ago 06, 1997	0,5918	Nov 13, 1997	0,5536	Feb 27, 1998	0,4641	Jun 09, 1998	0,4562	Sep 17, 1998	0,4451
Ago 07, 1997	0,5827	Nov 14, 1997	0,5581	Mar 02, 1998	0,4710	Jun 10, 1998	0,4578	Sep 18, 1998	0,4582
Ago 08, 1997	0,5761	Nov 17, 1997	0,5458	Mar 03, 1998	0,4725	Jun 11, 1998	0,4503	Sep 21, 1998	0,4551
Ago 11, 1997	0,5762	Nov 18, 1997	0,5428	Mar 04, 1998	0,4718	Jun 12, 1998	0,4518	Sep 22, 1998	0,4591
Ago 12, 1997	0,5821	Nov 19, 1997	0,5407	Mar 05, 1998	0,4725	Jun 15, 1998	0,4420	Sep 23, 1998	0,4597
Ago 13, 1997	0,5903	Nov 20, 1997	0,5364	Mar 06, 1998	0,4660	Jun 16, 1998	0,4467	Sep 24, 1998	0,4649
Ago 14, 1997	0,5873	Nov 21, 1997	0,5381	Mar 09, 1998	0,4572	Jun 17, 1998	0,4520	Sep 25, 1998	0,4598
Ago 15, 1997	0,5840	Nov 24, 1997	0,5394	Mar 10, 1998	0,4559	Jun 18, 1998	0,4485	Sep 28, 1998	0,4580
Ago 18, 1997	0,5824	Nov 25, 1997	0,5397	Mar 11, 1998	0,4524	Jun 19, 1998	0,4494	Sep 29, 1998	0,4617
Ago 19, 1997	0,5875	Nov 26, 1997	0,5286	Mar 12, 1998	0,4515	Jun 22, 1998	0,4541	Sep 30, 1998	0,4649
Ago 20, 1997	0,5836	Dic 01, 1997	0,5205	Mar 13, 1998	0,4490	Jun 23, 1998	0,4617	Oct 01, 1998	0,4484
Ago 21, 1997	0,5688	Dic 02, 1997	0,5252	Mar 16, 1998	0,4341	Jun 24, 1998	0,4654	Oct 02, 1998	0,4545
Ago 22, 1997	0,5682	Dic 03, 1997	0,5249	Mar 17, 1998	0,4310	Jun 25, 1998	0,4526	Oct 05, 1998	0,4499
Ago 25, 1997	0,5593	Dic 04, 1997	0,5224	Mar 18, 1998	0,4542	Jun 26, 1998	0,4510	Oct 06, 1998	0,4526

Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6
Oct 13, 1998	0,4259	Ene 26, 1999	0,3467	May 06, 1999	0,4727	Ago 16, 1999	0,5691	Nov 23, 1999	0,5947
Oct 14, 1998	0,4213	Ene 27, 1999	0,3534	May 07, 1999	0,4650	Ago 17, 1999	0,5821	Nov 24, 1999	0,5991
Oct 15, 1998	0,4203	Ene 28, 1999	0,3536	May 10, 1999	0,4719	Ago 18, 1999	0,5768	Nov 29, 1999	0,5799
Oct 16, 1998	0,4250	Ene 29, 1999	0,3597	May 11, 1999	0,4671	Ago 19, 1999	0,5846	Nov 30, 1999	0,5598
Oct 19, 1998	0,4105	Feb 01, 1999	0,3605	May 12, 1999	0,4628	Ago 20, 1999	0,5824	Dic 01, 1999	0,5531
Oct 20, 1998	0,4115	Feb 02, 1999	0,3591	May 13, 1999	0,4703	Ago 23, 1999	0,5853	Dic 02, 1999	0,5693
Oct 21, 1998	0,4206	Feb 03, 1999	0,3602	May 14, 1999	0,4677	Ago 24, 1999	0,5803	Dic 03, 1999	0,5686
Oct 22, 1998	0,4158	Feb 04, 1999	0,3522	May 17, 1999	0,4630	Ago 25, 1999	0,5615	Dic 06, 1999	0,5801
Oct 23, 1998	0,4179	Feb 05, 1999	0,3475	May 18, 1999	0,4450	Ago 26, 1999	0,5679	Dic 07, 1999	0,5713
Oct 26, 1998	0,4215	Feb 08, 1999	0,3429	May 19, 1999	0,4419	Ago 27, 1999	0,5729	Dic 08, 1999	0,5847
Oct 27, 1998	0,4174	Feb 09, 1999	0,3447	May 20, 1999	0,4417	Ago 30, 1999	0,5841	Dic 09, 1999	0,5709
Oct 28, 1998	0,4200	Feb 10, 1999	0,3425	May 21, 1999	0,4476	Ago 31, 1999	0,5873	Dic 10, 1999	0,5633
Oct 29, 1998	0,4182	Feb 11, 1999	0,3420	May 24, 1999	0,4425	Sep 01, 1999	0,5623	Dic 13, 1999	0,5752
Oct 30, 1998	0,4216	Feb 12, 1999	0,3398	May 25, 1999	0,4446	Sep 02, 1999	0,5526	Dic 14, 1999	0,5809
Nov 02, 1998	0,4206	Feb 16, 1999	0,3316	May 26, 1999	0,4442	Sep 03, 1999	0,5622	Dic 15, 1999	0,5820
Nov 03, 1998	0,4187	Feb 17, 1999	0,3352	May 27, 1999	0,4409	Sep 07, 1999	0,5730	Dic 16, 1999	0,5875
Nov 04, 1998	0,4164	Feb 18, 1999	0,3441	May 28, 1999	0,4318	Sep 08, 1999	0,5761	Dic 17, 1999	0,5891
Nov 05, 1998	0,4160	Feb 19, 1999	0,3376	Jun 01, 1999	0,4362	Sep 09, 1999	0,5872	Dic 20, 1999	0,5909
Nov 06, 1998	0,4124	Feb 22, 1999	0,3418	Jun 02, 1999	0,4431	Sep 10, 1999	0,5925	Dic 21, 1999	0,5904
Nov 09, 1998	0,4046	Feb 23, 1999	0,3494	Jun 03, 1999	0,4402	Sep 13, 1999	0,5946	Dic 22, 1999	0,5852
Nov 10, 1998	0,4069	Feb 24, 1999	0,3544	Jun 04, 1999	0,4551	Sep 14, 1999	0,5880	Dic 23, 1999	0,5872
Nov 11, 1998	0,4083	Feb 25, 1999	0,3568	Jun 07, 1999	0,4639	Sep 15, 1999	0,5904	Dic 27, 1999	0,5937
Nov 12, 1998	0,4146	Feb 26, 1999	0,3482	Jun 08, 1999	0,4616	Sep 16, 1999	0,5917	Dic 28, 1999	0,6000
Nov 13, 1998	0,4067	Mar 01, 1999	0,3535	Jun 09, 1999	0,4652	Sep 17, 1999	0,5939	Dic 29, 1999	0,5932
Nov 16, 1998	0,3961	Mar 02, 1999	0,3593	Jun 10, 1999	0,4630	Sep 20, 1999	0,5837	Dic 30, 1999	0,5767
Nov 17, 1998	0,3890	Mar 03, 1999	0,3695	Jun 11, 1999	0,4812	Sep 21, 1999	0,5808	Ene 04, 2000	0,5728
Nov 18, 1998	0,3918	Mar 04, 1999	0,3792	Jun 14, 1999	0,4848	Sep 22, 1999	0,5863	Ene 05, 2000	0,5647
Nov 19, 1998	0,3909	Mar 05, 1999	0,3784	Jun 15, 1999	0,4912	Sep 23, 1999	0,6022	Ene 06, 2000	0,5588
Nov 20, 1998	0,3927	Mar 08, 1999	0,3856	Jun 16, 1999	0,4771	Sep 24, 1999	0,6019	Ene 07, 2000	0,5544
Nov 23, 1998	0,3832	Mar 09, 1999	0,3854	Jun 17, 1999	0,4879	Sep 27, 1999	0,6020	Ene 10, 2000	0,5647
Nov 24, 1998	0,3762	Mar 10, 1999	0,4078	Jun 18, 1999	0,4817	Sep 28, 1999	0,5988	Ene 11, 2000	0,5806
Nov 25, 1998	0,3733	Mar 11, 1999	0,3970	Jun 21, 1999	0,4776	Sep 29, 1999	0,6043	Ene 12, 2000	0,5903
Nov 30, 1998	0,3551	Mar 12, 1999	0,4027	Jun 22, 1999	0,4747	Sep 30, 1999	0,6016	Ene 13, 2000	0,5899
Dic 01, 1998	0,3618	Mar 15, 1999	0,4006	Jun 23, 1999	0,4917	Oct 01, 1999	0,5805	Ene 14, 2000	0,6157
Dic 02, 1998	0,3646	Mar 16, 1999	0,4001	Jun 24, 1999	0,4911	Oct 04, 1999	0,5699	Ene 18, 2000	0,6261
Dic 03, 1998	0,3635	Mar 17, 1999	0,4143	Jun 25, 1999	0,4914	Oct 05, 1999	0,5715	Ene 19, 2000	0,6304
Dic 04, 1998	0,3618	Mar 18, 1999	0,4146	Jun 28, 1999	0,4869	Oct 06, 1999	0,5685	Ene 20, 2000	0,6279
Dic 07, 1998	0,3661	Mar 19, 1999	0,4220	Jun 29, 1999	0,4932	Oct 07, 1999	0,5549	Ene 21, 2000	0,6111
Dic 08, 1998	0,3613	Mar 22, 1999	0,4350	Jun 30, 1999	0,5162	Oct 08, 1999	0,5280	Ene 24, 2000	0,6248
Dic 09, 1998	0,3604	Mar 23, 1999	0,4277	Jul 01, 1999	0,5177	Oct 11, 1999	0,5398	Ene 25, 2000	0,6271
Dic 10, 1998	0,3544	Mar 24, 1999	0,4218	Jul 02, 1999	0,5202	Oct 12, 1999	0,5624	Ene 26, 2000	0,6180
Dic 11, 1998	0,3556	Mar 25, 1999	0,4330	Jul 06, 1999	0,5234	Oct 13, 1999	0,5704	Ene 27, 2000	0,6151
Dic 14, 1998	0,3637	Mar 26, 1999	0,4451	Jul 07, 1999	0,5282	Oct 14, 1999	0,5599	Ene 28, 2000	0,6112
Dic 15, 1998	0,3713	Mar 29, 1999	0,4476	Jul 08, 1999	0,5324	Oct 15, 1999	0,5712	Ene 31, 2000	0,6234
Dic 16, 1998	0,3835	Mar 30, 1999	0,4569	Jul 09, 1999	0,5348	Oct 18, 1999	0,5686	Feb 01, 2000	0,6336
Dic 17, 1998	0,3563	Mar 31, 1999	0,4535	Jul 12, 1999	0,5383	Oct 19, 1999	0,5639	Feb 02, 2000	0,6255
Dic 18, 1998	0,3572	Abr 01, 1999	0,4542	Jul 13, 1999	0,5446	Oct 20, 1999	0,5680	Feb 03, 2000	0,6278
Dic 21, 1998	0,3505	Abr 05, 1999	0,4614	Jul 14, 1999	0,5371	Oct 21, 1999	0,5697	Feb 04, 2000	0,6379
Dic 22, 1998	0,3525	Abr 06, 1999	0,4609	Jul 15, 1999	0,5450	Oct 22, 1999	0,5850	Feb 07, 2000	0,6376
Dic 23, 1998	0,3550	Abr 07, 1999	0,4376	Jul 16, 1999	0,5465	Oct 25, 1999	0,5812	Feb 08, 2000	0,6279
Dic 24, 1998	0,3524	Abr 08, 1999	0,4388	Jul 19, 1999	0,5435	Oct 26, 1999	0,5823	Feb 09, 2000	0,6379
Dic 28, 1998	0,3536	Abr 09, 1999	0,4520	Jul 20, 1999	0,5268	Oct 27, 1999	0,5813	Feb 10, 2000	0,6437
Dic 29, 1998	0,3582	Abr 12, 1999	0,4474	Jul 21, 1999	0,5272	Oct 28, 1999	0,5556	Feb 11, 2000	0,6418
Dic 30, 1998	0,3557	Abr 13, 1999	0,4546	Jul 22, 1999	0,5347	Oct 29, 1999	0,5584	Feb 14, 2000	0,6516
Dic 31, 1998	0,3573	Abr 14, 1999	0,4496	Jul 23, 1999	0,5458	Nov 01, 1999	0,5590	Feb 15, 2000	0,6552
Ene 04, 1999	0,3739	Abr 15, 1999	0,4533	Jul 26, 1999	0,5437	Nov 02, 1999	0,5559	Feb 16, 2000	0,6640
Ene 05, 1999	0,3660	Abr 16, 1999	0,4587	Jul 27, 1999	0,5405	Nov 03, 1999	0,5542	Feb 17, 2000	0,6537
Ene 06, 1999	0,3798	Abr 19, 1999	0,4637	Jul 28, 1999	0,5457	Nov 04, 1999	0,5586	Feb 18, 2000	0,6472
Ene 07, 1999	0,3819	Abr 20, 1999	0,4553	Jul 29, 1999	0,5570	Nov 05, 1999	0,5549	Feb 22, 2000	0,6508
Ene 08, 1999	0,3843	Abr 21, 1999	0,4626	Jul 30, 1999	0,5440	Nov 08, 1999	0,5579	Feb 23, 2000	0,6560
Ene 11, 1999	0,3913	Abr 22, 1999	0,4650	Ago 02, 1999	0,5468	Nov 09, 1999	0,5682	Feb 24, 2000	0,6550
Ene 12, 1999	0,3781	Abr 23, 1999	0,4597	Ago 03, 1999	0,5453	Nov 10, 1999	0,5770	Feb 25, 2000	0,6537
Ene 13, 1999	0,3645	Abr 26, 1999	0,4547	Ago 04, 1999	0,5495	Nov 11, 1999	0,5761	Feb 28, 2000	0,6566
Ene 14, 1999	0,3581	Abr 27, 1999	0,4576	Ago 05, 1999	0,5542	Nov 12, 1999	0,5905	Feb 29, 2000	0,6660
Ene 15, 1999	0,3555	Abr 28, 1999	0,4681	Ago 06, 1999	0,5639	Nov 15, 1999	0,5916	Mar 01, 2000	0,6882
Ene 19, 1999	0,3527	Abr 29, 1999	0,4711	Ago 09, 1999	0,5682	Nov 16, 1999	0,5980	Mar 02, 2000	0,6840

Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6
Mar 09, 2000	0,6835	Jun 19, 2000	0,7472	Sep 28, 2000	0,8447	Ene 10, 2001	0,7095	Abr 23, 2001	0,7599
Mar 10, 2000	0,6681	Jun 20, 2000	0,7673	Sep 29, 2000	0,8526	Ene 11, 2001	0,7045	Abr 24, 2001	0,7551
Mar 13, 2000	0,6722	Jun 21, 2000	0,7867	Oct 02, 2000	0,8438	Ene 12, 2001	0,7037	Abr 25, 2001	0,7703
Mar 14, 2000	0,6677	Jun 22, 2000	0,8094	Oct 03, 2000	0,8513	Ene 16, 2001	0,7031	Abr 26, 2001	0,7838
Mar 15, 2000	0,6595	Jun 23, 2000	0,8069	Oct 04, 2000	0,8463	Ene 17, 2001	0,6942	Abr 27, 2001	0,7759
Mar 16, 2000	0,6653	Jun 26, 2000	0,8029	Oct 05, 2000	0,8284	Ene 18, 2001	0,7060	Abr 30, 2001	0,7751
Mar 17, 2000	0,6581	Jun 27, 2000	0,8166	Oct 06, 2000	0,8345	Ene 19, 2001	0,7324	May 01, 2001	0,7879
Mar 20, 2000	0,6368	Jun 28, 2000	0,8143	Oct 09, 2000	0,8552	Ene 22, 2001	0,7231	May 02, 2001	0,7723
Mar 21, 2000	0,6511	Jun 29, 2000	0,8385	Oct 10, 2000	0,8811	Ene 23, 2001	0,7219	May 03, 2001	0,7878
Mar 22, 2000	0,6463	Jun 30, 2000	0,8263	Oct 11, 2000	0,8896	Ene 24, 2001	0,7077	May 04, 2001	0,7892
Mar 23, 2000	0,6496	Jul 05, 2000	0,7875	Oct 12, 2000	0,9269	Ene 25, 2001	0,7159	May 07, 2001	0,7766
Mar 24, 2000	0,6547	Jul 06, 2000	0,7755	Oct 13, 2000	0,8849	Ene 26, 2001	0,7178	May 08, 2001	0,7816
Mar 27, 2000	0,6493	Jul 07, 2000	0,7830	Oct 16, 2000	0,8539	Ene 29, 2001	0,7025	May 09, 2001	0,7915
Mar 28, 2000	0,6476	Jul 10, 2000	0,7797	Oct 17, 2000	0,8535	Ene 30, 2001	0,7060	May 10, 2001	0,7936
Mar 29, 2000	0,6438	Jul 11, 2000	0,7892	Oct 18, 2000	0,8542	Ene 31, 2001	0,6941	May 11, 2001	0,7873
Mar 30, 2000	0,6502	Jul 12, 2000	0,7961	Oct 19, 2000	0,8349	Feb 01, 2001	0,7126	May 14, 2001	0,7821
Mar 31, 2000	0,6560	Jul 13, 2000	0,8161	Oct 20, 2000	0,8571	Feb 02, 2001	0,7391	May 15, 2001	0,7903
Abr 03, 2000	0,6526	Jul 14, 2000	0,8096	Oct 23, 2000	0,8729	Feb 05, 2001	0,7314	May 16, 2001	0,7937
Abr 04, 2000	0,6372	Jul 17, 2000	0,7968	Oct 24, 2000	0,8637	Feb 06, 2001	0,7315	May 17, 2001	0,7993
Abr 05, 2000	0,6483	Jul 18, 2000	0,8110	Oct 25, 2000	0,8567	Feb 07, 2001	0,7533	May 18, 2001	0,8201
Abr 06, 2000	0,6443	Jul 19, 2000	0,8083	Oct 26, 2000	0,8654	Feb 08, 2001	0,7652	May 21, 2001	0,8219
Abr 07, 2000	0,6297	Jul 20, 2000	0,8001	Oct 27, 2000	0,8297	Feb 09, 2001	0,7481	May 22, 2001	0,8190
Abr 10, 2000	0,6145	Jul 21, 2000	0,7789	Oct 30, 2000	0,8291	Feb 12, 2001	0,7430	May 23, 2001	0,8279
Abr 11, 2000	0,6141	Jul 24, 2000	0,7703	Oct 31, 2000	0,8273	Feb 13, 2001	0,7478	May 24, 2001	0,8143
Abr 12, 2000	0,6427	Jul 25, 2000	0,7679	Nov 01, 2000	0,7882	Feb 14, 2001	0,7311	May 25, 2001	0,8106
Abr 13, 2000	0,6384	Jul 26, 2000	0,7690	Nov 02, 2000	0,7831	Feb 15, 2001	0,7160	May 29, 2001	0,8036
Abr 14, 2000	0,6278	Jul 27, 2000	0,7743	Nov 03, 2000	0,7819	Feb 16, 2001	0,7179	May 30, 2001	0,8029
Abr 17, 2000	0,6354	Jul 28, 2000	0,7751	Nov 06, 2000	0,7833	Feb 20, 2001	0,7167	May 31, 2001	0,7971
Abr 18, 2000	0,6365	Jul 31, 2000	0,7630	Nov 07, 2000	0,7984	Feb 21, 2001	0,7127	Jun 01, 2001	0,7929
Abr 19, 2000	0,6630	Ago 01, 2000	0,7607	Nov 08, 2000	0,7977	Feb 22, 2001	0,7116	Jun 04, 2001	0,7938
Abr 20, 2000	0,6599	Ago 02, 2000	0,7685	Nov 09, 2000	0,8194	Feb 23, 2001	0,7152	Jun 05, 2001	0,8015
Abr 24, 2000	0,6607	Ago 03, 2000	0,7759	Nov 10, 2000	0,8095	Feb 26, 2001	0,7108	Jun 06, 2001	0,7983
Abr 25, 2000	0,6557	Ago 04, 2000	0,7944	Nov 13, 2000	0,8128	Feb 27, 2001	0,7088	Jun 07, 2001	0,7930
Abr 26, 2000	0,6439	Ago 07, 2000	0,7693	Nov 14, 2000	0,8239	Feb 28, 2001	0,6966	Jun 08, 2001	0,7982
Abr 27, 2000	0,6582	Ago 08, 2000	0,7832	Nov 15, 2000	0,8316	Mar 01, 2001	0,7119	Jun 11, 2001	0,8106
Abr 28, 2000	0,6599	Ago 09, 2000	0,8078	Nov 16, 2000	0,8251	Mar 02, 2001	0,7186	Jun 12, 2001	0,8265
May 01, 2000	0,6685	Ago 10, 2000	0,8294	Nov 17, 2000	0,8299	Mar 05, 2001	0,7298	Jun 13, 2001	0,8265
May 02, 2000	0,6887	Ago 11, 2000	0,8236	Nov 20, 2000	0,8346	Mar 06, 2001	0,7249	Jun 14, 2001	0,8416
May 03, 2000	0,6772	Ago 14, 2000	0,8340	Nov 21, 2000	0,8370	Mar 07, 2001	0,7401	Jun 15, 2001	0,8264
May 04, 2000	0,6795	Ago 15, 2000	0,8326	Nov 22, 2000	0,8301	Mar 08, 2001	0,7291	Jun 18, 2001	0,8003
May 05, 2000	0,6755	Ago 16, 2000	0,8373	Nov 27, 2000	0,8321	Mar 09, 2001	0,7276	Jun 19, 2001	0,7991
May 08, 2000	0,6961	Ago 17, 2000	0,8436	Nov 28, 2000	0,8022	Mar 12, 2001	0,7288	Jun 20, 2001	0,7764
May 09, 2000	0,7083	Ago 18, 2000	0,8481	Nov 29, 2000	0,8156	Mar 13, 2001	0,7250	Jun 21, 2001	0,7715
May 10, 2000	0,7150	Ago 21, 2000	0,8671	Nov 30, 2000	0,8015	Mar 14, 2001	0,6984	Jun 22, 2001	0,7666
May 11, 2000	0,7332	Ago 22, 2000	0,8566	Dic 01, 2000	0,7506	Mar 15, 2001	0,7047	Jun 25, 2001	0,7710
May 12, 2000	0,7317	Ago 23, 2000	0,8858	Dic 04, 2000	0,7317	Mar 16, 2001	0,7040	Jun 26, 2001	0,7637
May 15, 2000	0,7397	Ago 24, 2000	0,8785	Dic 05, 2000	0,7150	Mar 19, 2001	0,6874	Jun 27, 2001	0,7385
May 16, 2000	0,7399	Ago 25, 2000	0,8795	Dic 06, 2000	0,7296	Mar 20, 2001	0,6874	Jun 28, 2001	0,7383
May 17, 2000	0,7440	Ago 28, 2000	0,9007	Dic 07, 2000	0,7265	Mar 21, 2001	0,7035	Jun 29, 2001	0,7458
May 18, 2000	0,7625	Ago 29, 2000	0,9038	Dic 08, 2000	0,7149	Mar 22, 2001	0,6976	Jul 02, 2001	0,7463
May 19, 2000	0,7463	Ago 30, 2000	0,9222	Dic 11, 2000	0,7377	Mar 23, 2001	0,7186	Jul 03, 2001	0,7500
May 22, 2000	0,7317	Ago 31, 2000	0,9205	Dic 12, 2000	0,7293	Mar 26, 2001	0,7198	Jul 05, 2001	0,7580
May 23, 2000	0,7293	Sep 01, 2000	0,8554	Dic 13, 2000	0,7021	Mar 27, 2001	0,7325	Jul 06, 2001	0,7693
May 24, 2000	0,7515	Sep 05, 2000	0,8640	Dic 14, 2000	0,6900	Mar 28, 2001	0,6978	Jul 09, 2001	0,7608
May 25, 2000	0,7656	Sep 06, 2000	0,8822	Dic 15, 2000	0,7077	Mar 29, 2001	0,7107	Jul 10, 2001	0,7555
May 26, 2000	0,7433	Sep 07, 2000	0,8980	Dic 18, 2000	0,7113	Mar 30, 2001	0,7092	Jul 11, 2001	0,7398
May 30, 2000	0,7545	Sep 08, 2000	0,8649	Dic 19, 2000	0,7088	Abr 02, 2001	0,6951	Jul 12, 2001	0,7426
May 31, 2000	0,7353	Sep 11, 2000	0,9043	Dic 20, 2000	0,6693	Abr 03, 2001	0,7102	Jul 13, 2001	0,7283
Jun 01, 2000	0,7645	Sep 12, 2000	0,9046	Dic 21, 2000	0,6766	Abr 04, 2001	0,7282	Jul 16, 2001	0,7275
Jun 02, 2000	0,7658	Sep 13, 2000	0,8883	Dic 22, 2000	0,6695	Abr 05, 2001	0,7324	Jul 17, 2001	0,7251
Jun 05, 2000	0,7576	Sep 14, 2000	0,8951	Dic 26, 2000	0,6905	Abr 06, 2001	0,7275	Jul 18, 2001	0,7102
Jun 06, 2000	0,7604	Sep 15, 2000	0,9114	Dic 27, 2000	0,6930	Abr 09, 2001	0,7351	Jul 19, 2001	0,7036
Jun 07, 2000	0,7626	Sep 18, 2000	0,9217	Dic 28, 2000	0,6778	Abr 10, 2001	0,7692	Jul 20, 2001	0,7191
Jun 08, 2000	0,7553	Sep 19, 2000	0,9097	Dic 29, 2000	0,6984	Abr 11, 2001	0,7715	Jul 23, 2001	0,7198
Jun 09, 2000	0,7563	Sep 20, 2000	0,9119	Ene 02, 2001	0,7014	Abr 12, 2001	0,7677	Jul 24, 2001	0,7224
Jun 12, 2000	0,7849	Sep 21, 2000	0,9028	Ene 03, 2001	0,7091	Abr 16, 2001	0,7938	Jul 25, 2001	0,7382

Metodología para la Actualización de los Precios Regulados del Gas Natural en Boca de Pozo en Colombia

Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6
Ago 01, 2001	0,7286	Nov 14, 2001	0,5528	Mar 01, 2002	0,6090	Jun 11, 2002	0,6652	Sep 20, 2002	0,7599
Ago 02, 2001	0,7487	Nov 15, 2001	0,5087	Mar 04, 2002	0,6044	Jun 12, 2002	0,6761	Sep 23, 2002	0,7731
Ago 03, 2001	0,7454	Nov 16, 2001	0,5226	Mar 05, 2002	0,6227	Jun 13, 2002	0,6974	Sep 24, 2002	0,7746
Ago 06, 2001	0,7456	Nov 19, 2001	0,5262	Mar 06, 2002	0,6226	Jun 14, 2002	0,7031	Sep 25, 2002	0,7761
Ago 07, 2001	0,7508	Nov 20, 2001	0,5377	Mar 07, 2002	0,6397	Jun 17, 2002	0,7016	Sep 26, 2002	0,7755
Ago 08, 2001	0,7464	Nov 21, 2001	0,5335	Mar 08, 2002	0,6416	Jun 18, 2002	0,6930	Sep 27, 2002	0,7743
Ago 09, 2001	0,7524	Nov 26, 2001	0,5246	Mar 11, 2002	0,6555	Jun 19, 2002	0,6892	Sep 30, 2002	0,7702
Ago 10, 2001	0,7587	Nov 27, 2001	0,5402	Mar 12, 2002	0,6556	Jun 20, 2002	0,6976	Oct 01, 2002	0,7454
Ago 13, 2001	0,7567	Nov 28, 2001	0,5355	Mar 13, 2002	0,6635	Jun 21, 2002	0,6872	Oct 02, 2002	0,7406
Ago 14, 2001	0,7639	Nov 29, 2001	0,5264	Mar 14, 2002	0,6649	Jun 24, 2002	0,7022	Oct 03, 2002	0,7318
Ago 15, 2001	0,7599	Nov 30, 2001	0,5444	Mar 15, 2002	0,6593	Jun 25, 2002	0,6990	Oct 04, 2002	0,7352
Ago 16, 2001	0,7564	Dic 03, 2001	0,5589	Mar 18, 2002	0,6750	Jun 26, 2002	0,7042	Oct 07, 2002	0,7366
Ago 17, 2001	0,7278	Dic 04, 2001	0,5485	Mar 19, 2002	0,6715	Jun 27, 2002	0,7045	Oct 08, 2002	0,7369
Ago 20, 2001	0,7359	Dic 05, 2001	0,5467	Mar 20, 2002	0,6687	Jun 28, 2002	0,7068	Oct 09, 2002	0,7388
Ago 21, 2001	0,7494	Dic 06, 2001	0,5321	Mar 21, 2002	0,6805	Jul 01, 2002	0,7105	Oct 10, 2002	0,7308
Ago 22, 2001	0,7447	Dic 07, 2001	0,5445	Mar 22, 2002	0,6727	Jul 02, 2002	0,7145	Oct 11, 2002	0,7339
Ago 23, 2001	0,7516	Dic 10, 2001	0,5342	Mar 25, 2002	0,6653	Jul 03, 2002	0,7148	Oct 14, 2002	0,7437
Ago 24, 2001	0,7587	Dic 11, 2001	0,5260	Mar 26, 2002	0,6800	Jul 08, 2002	0,6993	Oct 15, 2002	0,7363
Ago 27, 2001	0,7620	Dic 12, 2001	0,5296	Mar 27, 2002	0,6879	Jul 09, 2002	0,7013	Oct 16, 2002	0,7361
Ago 28, 2001	0,7820	Dic 13, 2001	0,5265	Mar 28, 2002	0,6908	Jul 10, 2002	0,7148	Oct 17, 2002	0,7420
Ago 29, 2001	0,7729	Dic 14, 2001	0,5480	Abr 01, 2002	0,7084	Jul 11, 2002	0,7164	Oct 18, 2002	0,7377
Ago 30, 2001	0,7641	Dic 17, 2001	0,5475	Abr 02, 2002	0,7285	Jul 12, 2002	0,7303	Oct 21, 2002	0,7136
Ago 31, 2001	0,7759	Dic 18, 2001	0,5486	Abr 03, 2002	0,7278	Jul 15, 2002	0,7202	Oct 22, 2002	0,7144
Sep 04, 2001	0,7405	Dic 19, 2001	0,5564	Abr 04, 2002	0,7084	Jul 16, 2002	0,7353	Oct 23, 2002	0,7143
Sep 05, 2001	0,7458	Dic 20, 2001	0,5431	Abr 05, 2002	0,7035	Jul 17, 2002	0,7351	Oct 24, 2002	0,7153
Sep 06, 2001	0,7555	Dic 21, 2001	0,5396	Abr 08, 2002	0,7117	Jul 18, 2002	0,7294	Oct 25, 2002	0,6896
Sep 07, 2001	0,7714	Dic 26, 2001	0,5763	Abr 09, 2002	0,6997	Jul 19, 2002	0,7296	Oct 28, 2002	0,6945
Sep 10, 2001	0,7639	Dic 27, 2001	0,5701	Abr 10, 2002	0,6989	Jul 22, 2002	0,7052	Oct 29, 2002	0,6826
Sep 17, 2001	0,7845	Dic 28, 2001	0,5590	Abr 11, 2002	0,6722	Jul 23, 2002	0,6965	Oct 30, 2002	0,6896
Sep 18, 2001	0,7412	Dic 31, 2001	0,5423	Abr 12, 2002	0,6338	Jul 24, 2002	0,7097	Oct 31, 2002	0,6980
Sep 19, 2001	0,7316	Ene 02, 2002	0,5776	Abr 15, 2002	0,6664	Jul 25, 2002	0,7097	Nov 01, 2002	0,6669
Sep 20, 2001	0,7245	Ene 03, 2002	0,5624	Abr 16, 2002	0,6695	Jul 26, 2002	0,7044	Nov 04, 2002	0,6628
Sep 21, 2001	0,7124	Ene 04, 2002	0,5885	Abr 17, 2002	0,6829	Jul 29, 2002	0,7021	Nov 05, 2002	0,6508
Sep 24, 2001	0,6524	Ene 07, 2002	0,5804	Abr 18, 2002	0,6821	Jul 30, 2002	0,7210	Nov 06, 2002	0,6453
Sep 25, 2001	0,6337	Ene 08, 2002	0,5781	Abr 19, 2002	0,6883	Jul 31, 2002	0,7132	Nov 07, 2002	0,6361
Sep 26, 2001	0,6536	Ene 09, 2002	0,5549	Abr 22, 2002	0,6887	Ago 01, 2002	0,6998	Nov 08, 2002	0,6351
Sep 27, 2001	0,6544	Ene 10, 2002	0,5669	Abr 23, 2002	0,6933	Ago 02, 2002	0,7057	Nov 11, 2002	0,6365
Sep 28, 2001	0,6649	Ene 11, 2002	0,5562	Abr 24, 2002	0,6879	Ago 05, 2002	0,6982	Nov 12, 2002	0,6414
Oct 01, 2001	0,6488	Ene 14, 2002	0,5415	Abr 25, 2002	0,6987	Ago 06, 2002	0,7067	Nov 13, 2002	0,6326
Oct 02, 2001	0,6391	Ene 15, 2002	0,5403	Abr 26, 2002	0,7029	Ago 07, 2002	0,6976	Nov 14, 2002	0,6327
Oct 03, 2001	0,6317	Ene 16, 2002	0,5466	Abr 29, 2002	0,7129	Ago 08, 2002	0,7015	Nov 15, 2002	0,6386
Oct 04, 2001	0,6421	Ene 17, 2002	0,5325	Abr 30, 2002	0,7129	Ago 09, 2002	0,7002	Nov 18, 2002	0,6600
Oct 05, 2001	0,6314	Ene 18, 2002	0,5291	May 01, 2002	0,7017	Ago 12, 2002	0,7212	Nov 19, 2002	0,6574
Oct 08, 2001	0,6360	Ene 22, 2002	0,5336	May 02, 2002	0,6902	Ago 13, 2002	0,7188	Nov 20, 2002	0,6687
Oct 09, 2001	0,6362	Ene 23, 2002	0,5410	May 03, 2002	0,6954	Ago 14, 2002	0,7211	Nov 21, 2002	0,6714
Oct 10, 2001	0,6362	Ene 24, 2002	0,5445	May 06, 2002	0,6819	Ago 15, 2002	0,7455	Nov 22, 2002	0,6810
Oct 11, 2001	0,6513	Ene 25, 2002	0,5511	May 07, 2002	0,6924	Ago 16, 2002	0,7492	Nov 25, 2002	0,6658
Oct 12, 2001	0,6271	Ene 28, 2002	0,5470	May 08, 2002	0,7056	Ago 19, 2002	0,7490	Nov 26, 2002	0,6754
Oct 15, 2001	0,6222	Ene 29, 2002	0,5386	May 09, 2002	0,7125	Ago 20, 2002	0,7549	Nov 27, 2002	0,6773
Oct 16, 2001	0,6168	Ene 30, 2002	0,5336	May 10, 2002	0,7221	Ago 21, 2002	0,7638	Dic 02, 2002	0,6774
Oct 17, 2001	0,6150	Ene 31, 2002	0,5456	May 13, 2002	0,7267	Ago 22, 2002	0,7595	Dic 03, 2002	0,6809
Oct 18, 2001	0,6021	Feb 01, 2002	0,5707	May 14, 2002	0,7446	Ago 23, 2002	0,7559	Dic 04, 2002	0,6632
Oct 19, 2001	0,6144	Feb 04, 2002	0,5596	May 15, 2002	0,7067	Ago 26, 2002	0,7698	Dic 05, 2002	0,6764
Oct 22, 2001	0,6132	Feb 05, 2002	0,5579	May 16, 2002	0,7121	Ago 27, 2002	0,7672	Dic 06, 2002	0,6748
Oct 23, 2001	0,6094	Feb 06, 2002	0,5488	May 17, 2002	0,7165	Ago 28, 2002	0,7625	Dic 09, 2002	0,6814
Oct 24, 2001	0,6193	Feb 07, 2002	0,5464	May 20, 2002	0,7203	Ago 29, 2002	0,7735	Dic 10, 2002	0,6899
Oct 25, 2001	0,6151	Feb 08, 2002	0,5581	May 21, 2002	0,7011	Ago 30, 2002	0,7725	Dic 11, 2002	0,6813
Oct 26, 2001	0,6089	Feb 11, 2002	0,5842	May 22, 2002	0,7024	Sep 03, 2002	0,7247	Dic 12, 2002	0,6912
Oct 29, 2001	0,6132	Feb 12, 2002	0,5674	May 23, 2002	0,6980	Sep 04, 2002	0,7420	Dic 13, 2002	0,6955
Oct 30, 2001	0,6086	Feb 13, 2002	0,5737	May 24, 2002	0,6933	Sep 05, 2002	0,7582	Dic 16, 2002	0,7161
Oct 31, 2001	0,5954	Feb 14, 2002	0,5739	May 28, 2002	0,6757	Sep 06, 2002	0,7648	Dic 17, 2002	0,7072
Nov 01, 2001	0,5704	Feb 15, 2002	0,5775	May 29, 2002	0,6880	Sep 09, 2002	0,7672	Dic 18, 2002	0,7141
Nov 02, 2001	0,5656	Feb 19, 2002	0,5640	May 30, 2002	0,6600	Sep 10, 2002	0,7694	Dic 19, 2002	0,7134
Nov 05, 2001	0,5622	Feb 20, 2002	0,5535	May 31, 2002	0,6721	Sep 11, 2002	0,7693	Dic 20, 2002	0,7117
Nov 06, 2001	0,5580	Feb 21, 2002	0,5663	Jun 03, 2002	0,6749	Sep 12, 2002	0,7507	Dic 23, 2002	0,7250
Nov 07, 2001	0,5577	Feb 22, 2002	0,5653	Jun 04, 2002	0,6824	Sep 13, 2002	0,7669	Dic 24, 2002	0,7264

Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6
Ene 02, 2003	0,7145	Abr 14, 2003	0,7106	Jul 24, 2003	0,8048	Oct 31, 2003	0,7624	Feb 18, 2004	0,8327
Ene 03, 2003	0,7224	Abr 15, 2003	0,7203	Jul 25, 2003	0,8044	Nov 03, 2003	0,7270	Feb 19, 2004	0,8353
Ene 06, 2003	0,7140	Abr 16, 2003	0,7224	Jul 28, 2003	0,8027	Nov 04, 2003	0,7236	Feb 20, 2004	0,8241
Ene 07, 2003	0,7080	Abr 17, 2003	0,7349	Jul 29, 2003	0,8078	Nov 05, 2003	0,7591	Feb 23, 2004	0,8226
Ene 08, 2003	0,7138	Abr 21, 2003	0,7397	Jul 30, 2003	0,8219	Nov 06, 2003	0,7524	Feb 24, 2004	0,8268
Ene 09, 2003	0,7300	Abr 22, 2003	0,7270	Jul 31, 2003	0,8181	Nov 07, 2003	0,7597	Feb 25, 2004	0,8452
Ene 10, 2003	0,7121	Abr 23, 2003	0,7039	Ago 01, 2003	0,8524	Nov 10, 2003	0,7583	Feb 26, 2004	0,8506
Ene 13, 2003	0,7294	Abr 24, 2003	0,7137	Ago 04, 2003	0,8361	Nov 11, 2003	0,7668	Feb 27, 2004	0,8654
Ene 14, 2003	0,7386	Abr 25, 2003	0,7023	Ago 05, 2003	0,8466	Nov 12, 2003	0,7685	Mar 01, 2004	0,8845
Ene 15, 2003	0,7416	Abr 28, 2003	0,6883	Ago 06, 2003	0,8376	Nov 13, 2003	0,7785	Mar 02, 2004	0,8805
Ene 16, 2003	0,7533	Abr 29, 2003	0,6826	Ago 07, 2003	0,8553	Nov 14, 2003	0,7836	Mar 03, 2004	0,8578
Ene 17, 2003	0,7573	Abr 30, 2003	0,6951	Ago 08, 2003	0,8484	Nov 17, 2003	0,7755	Mar 04, 2004	0,8783
Ene 21, 2003	0,7538	May 01, 2003	0,7034	Ago 11, 2003	0,8453	Nov 18, 2003	0,8071	Mar 05, 2004	0,8869
Ene 22, 2003	0,7529	May 02, 2003	0,6969	Ago 12, 2003	0,8450	Nov 19, 2003	0,7901	Mar 08, 2004	0,8678
Ene 23, 2003	0,7496	May 05, 2003	0,7186	Ago 13, 2003	0,8207	Nov 20, 2003	0,7836	Mar 09, 2004	0,8675
Ene 24, 2003	0,7652	May 06, 2003	0,7007	Ago 14, 2003	0,8271	Nov 21, 2003	0,7835	Mar 10, 2004	0,8637
Ene 27, 2003	0,7477	May 07, 2003	0,7145	Ago 15, 2003	0,8190	Nov 24, 2003	0,7471	Mar 11, 2004	0,8759
Ene 28, 2003	0,7650	May 08, 2003	0,7256	Ago 18, 2003	0,8143	Nov 25, 2003	0,7501	Mar 12, 2004	0,8682
Ene 29, 2003	0,7834	May 09, 2003	0,7338	Ago 19, 2003	0,8144	Nov 26, 2003	0,7632	Mar 15, 2004	0,8935
Ene 30, 2003	0,7855	May 12, 2003	0,7255	Ago 20, 2003	0,8231	Dic 01, 2003	0,7387	Mar 16, 2004	0,8883
Ene 31, 2003	0,7846	May 13, 2003	0,7512	Ago 21, 2003	0,8457	Dic 02, 2003	0,7535	Mar 17, 2004	0,9135
Feb 03, 2003	0,7672	May 14, 2003	0,7666	Ago 22, 2003	0,8460	Dic 03, 2003	0,7596	Mar 18, 2004	0,9035
Feb 04, 2003	0,7870	May 15, 2003	0,7566	Ago 25, 2003	0,8391	Dic 04, 2003	0,7664	Mar 19, 2004	0,9052
Feb 05, 2003	0,7936	May 16, 2003	0,7604	Ago 26, 2003	0,8457	Dic 05, 2003	0,7555	Mar 22, 2004	0,8951
Feb 06, 2003	0,7920	May 19, 2003	0,7450	Ago 27, 2003	0,8302	Dic 08, 2003	0,7851	Mar 23, 2004	0,9070
Feb 07, 2003	0,8040	May 20, 2003	0,7481	Ago 28, 2003	0,8365	Dic 09, 2003	0,7721	Mar 24, 2004	0,9026
Feb 10, 2003	0,7922	May 21, 2003	0,7593	Ago 29, 2003	0,8368	Dic 10, 2003	0,7770	Mar 25, 2004	0,8732
Feb 11, 2003	0,8100	May 22, 2003	0,7539	Sep 02, 2003	0,7658	Dic 11, 2003	0,7745	Mar 26, 2004	0,8726
Feb 12, 2003	0,8065	May 23, 2003	0,7556	Sep 03, 2003	0,7743	Dic 12, 2003	0,7991	Mar 29, 2004	0,8641
Feb 13, 2003	0,8156	May 27, 2003	0,7583	Sep 04, 2003	0,7666	Dic 15, 2003	0,8010	Mar 30, 2004	0,8879
Feb 14, 2003	0,8102	May 28, 2003	0,7446	Sep 05, 2003	0,7620	Dic 16, 2003	0,7968	Mar 31, 2004	0,8851
Feb 18, 2003	0,8092	May 29, 2003	0,7575	Sep 08, 2003	0,7612	Dic 17, 2003	0,8052	Abr 01, 2004	0,8476
Feb 19, 2003	0,8165	May 30, 2003	0,7622	Sep 09, 2003	0,7691	Dic 18, 2003	0,8192	Abr 02, 2004	0,8615
Feb 20, 2003	0,7965	Jun 02, 2003	0,7797	Sep 10, 2003	0,7745	Dic 19, 2003	0,7945	Abr 05, 2004	0,8608
Feb 21, 2003	0,8181	Jun 03, 2003	0,7820	Sep 11, 2003	0,7652	Dic 22, 2003	0,7705	Abr 06, 2004	0,8781
Feb 24, 2003	0,8322	Jun 04, 2003	0,7733	Sep 12, 2003	0,7582	Dic 23, 2003	0,7784	Abr 07, 2004	0,9030
Feb 25, 2003	0,8173	Jun 05, 2003	0,7870	Sep 15, 2003	0,7534	Dic 24, 2003	0,7933	Abr 08, 2004	0,9188
Feb 26, 2003	0,8444	Jun 06, 2003	0,7968	Sep 16, 2003	0,7439	Dic 29, 2003	0,7906	Abr 12, 2004	0,9331
Feb 27, 2003	0,8321	Jun 09, 2003	0,7963	Sep 17, 2003	0,7292	Dic 30, 2003	0,7992	Abr 13, 2004	0,9247
Feb 28, 2003	0,8296	Jun 10, 2003	0,8026	Sep 18, 2003	0,7294	Dic 31, 2003	0,7936	Abr 14, 2004	0,9233
Mar 03, 2003	0,8173	Jun 11, 2003	0,8056	Sep 19, 2003	0,7218	Ene 05, 2004	0,8084	Abr 15, 2004	0,9438
Mar 04, 2003	0,8306	Jun 12, 2003	0,7849	Sep 22, 2003	0,7250	Ene 06, 2004	0,8109	Abr 16, 2004	0,9428
Mar 05, 2003	0,8319	Jun 13, 2003	0,7662	Sep 23, 2003	0,7254	Ene 07, 2004	0,8096	Abr 19, 2004	0,9308
Mar 06, 2003	0,8422	Jun 16, 2003	0,7680	Sep 24, 2003	0,7486	Ene 08, 2004	0,8176	Abr 20, 2004	0,9246
Mar 07, 2003	0,8620	Jun 17, 2003	0,7747	Sep 25, 2003	0,7486	Ene 09, 2004	0,8221	Abr 21, 2004	0,9082
Mar 10, 2003	0,8462	Jun 18, 2003	0,7683	Sep 26, 2003	0,7472	Ene 12, 2004	0,8257	Abr 22, 2004	0,9343
Mar 11, 2003	0,8425	Jun 19, 2003	0,7603	Sep 29, 2003	0,7536	Ene 13, 2004	0,8186	Abr 23, 2004	0,9188
Mar 12, 2003	0,8589	Jun 20, 2003	0,7787	Sep 30, 2003	0,7770	Ene 14, 2004	0,8165	Abr 26, 2004	0,9357
Mar 13, 2003	0,8238	Jun 23, 2003	0,7740	Oct 01, 2003	0,7568	Ene 15, 2004	0,7925	Abr 27, 2004	0,9476
Mar 14, 2003	0,8045	Jun 24, 2003	0,7699	Oct 02, 2003	0,7636	Ene 16, 2004	0,8192	Abr 28, 2004	0,9467
Mar 17, 2003	0,7752	Jun 25, 2003	0,7979	Oct 03, 2003	0,7711	Ene 20, 2004	0,8375	Abr 29, 2004	0,9505
Mar 18, 2003	0,7430	Jun 26, 2003	0,7730	Oct 06, 2003	0,7716	Ene 21, 2004	0,8333	Abr 30, 2004	0,9529
Mar 19, 2003	0,7401	Jun 27, 2003	0,7821	Oct 07, 2003	0,7790	Ene 22, 2004	0,8427	May 03, 2004	0,9812
Mar 20, 2003	0,7200	Jun 30, 2003	0,8034	Oct 08, 2003	0,7742	Ene 23, 2004	0,8263	May 04, 2004	0,9982
Mar 21, 2003	0,6825	Jul 01, 2003	0,8088	Oct 09, 2003	0,8024	Ene 26, 2004	0,8220	May 05, 2004	1,0071
Mar 24, 2003	0,7147	Jul 02, 2003	0,8033	Oct 10, 2003	0,8178	Ene 27, 2004	0,8174	May 06, 2004	1,0091
Mar 25, 2003	0,6887	Jul 03, 2003	0,7989	Oct 13, 2003	0,8159	Ene 28, 2004	0,8037	May 07, 2004	1,0178
Mar 26, 2003	0,7057	Jul 07, 2003	0,7981	Oct 14, 2003	0,8176	Ene 29, 2004	0,7881	May 10, 2004	0,9919
Mar 27, 2003	0,7328	Jul 08, 2003	0,8037	Oct 15, 2003	0,8163	Ene 30, 2004	0,7926	May 11, 2004	1,0231
Mar 28, 2003	0,7165	Jul 09, 2003	0,8233	Oct 16, 2003	0,8122	Feb 02, 2004	0,8163	May 12, 2004	1,0407
Mar 31, 2003	0,7388	Jul 10, 2003	0,8229	Oct 17, 2003	0,7932	Feb 03, 2004	0,8002	May 13, 2004	1,0478
Abr 01, 2003	0,7220	Jul 11, 2003	0,8255	Oct 20, 2003	0,7861	Feb 04, 2004	0,7876	May 14, 2004	1,0473
Abr 02, 2003	0,7072	Jul 14, 2003	0,8267	Oct 21, 2003	0,7831	Feb 05, 2004	0,7895	May 17, 2004	1,0516
Abr 03, 2003	0,7120	Jul 15, 2003	0,8307	Oct 22, 2003	0,7735	Feb 06, 2004	0,7768	May 18, 2004	1,0289
Abr 04, 2003	0,7052	Jul 16, 2003	0,8116	Oct 23, 2003	0,7833	Feb 09, 2004	0,7873	May 19, 2004	1,0570
Abr 07, 2003	0,6991	Jul 17, 2003	0,8188	Oct 24, 2003	0,7758	Feb 10, 2004	0,8097	May 20, 2004	1,0414

Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6	Fecha	New York Harbor No. 2 Heating Oil Future Contract 6
May 27, 2004	1,0130	Sep 08, 2004	1,1486	Dic 17, 2004	1,2086
May 28, 2004	1,0229	Sep 09, 2004	1,2010	Dic 20, 2004	1,1911
Jun 01, 2004	1,0868	Sep 10, 2004	1,1444	Dic 21, 2004	1,1902
Jun 02, 2004	1,0401	Sep 13, 2004	1,1792	Dic 22, 2004	1,1627
Jun 03, 2004	1,0263	Sep 14, 2004	1,1935	Dic 23, 2004	1,1514
Jun 04, 2004	1,0131	Sep 15, 2004	1,1727	Dic 27, 2004	1,0837
Jun 07, 2004	1,0205	Sep 16, 2004	1,1941	Dic 28, 2004	1,0988
Jun 08, 2004	0,9933	Sep 17, 2004	1,2196	Dic 29, 2004	1,1408
Jun 09, 2004	1,0149	Sep 20, 2004	1,2264	Dic 30, 2004	1,1276
Jun 10, 2004	1,0362	Sep 21, 2004	1,2520	Ene 03, 2005	1,1020
Jun 14, 2004	1,0153	Sep 22, 2004	1,2851	Ene 04, 2005	1,1421
Jun 15, 2004	1,0103	Sep 23, 2004	1,2902	Ene 05, 2005	1,1293
Jun 16, 2004	1,0196	Sep 24, 2004	1,2971	Ene 06, 2005	1,1673
Jun 17, 2004	1,0574	Sep 27, 2004	1,3104	Ene 07, 2005	1,1587
Jun 18, 2004	1,0552	Sep 28, 2004	1,3199	Ene 10, 2005	1,1499
Jun 21, 2004	1,0288	Sep 29, 2004	1,3156	Ene 11, 2005	1,1681
Jun 22, 2004	1,0491	Sep 30, 2004	1,3206	Ene 12, 2005	1,1842
Jun 23, 2004	1,0360	Oct 01, 2004	1,2746	Ene 13, 2005	1,2109
Jun 24, 2004	1,0533	Oct 04, 2004	1,2695	Ene 14, 2005	1,2197
Jun 25, 2004	1,0432	Oct 05, 2004	1,2884	Ene 18, 2005	1,2208
Jun 28, 2004	1,0135	Oct 06, 2004	1,3048	Ene 19, 2005	1,2208
Jun 29, 2004	1,0035	Oct 07, 2004	1,3191	Ene 20, 2005	1,2141
Jun 30, 2004	1,0463	Oct 08, 2004	1,3442	Ene 21, 2005	1,2475
Jul 01, 2004	1,1040	Oct 11, 2004	1,3570	Ene 24, 2005	1,2615
Jul 02, 2004	1,0948	Oct 12, 2004	1,3373	Ene 25, 2005	1,2823
Jul 06, 2004	1,1167	Oct 13, 2004	1,3715	Ene 26, 2005	1,2669
Jul 07, 2004	1,1062	Oct 14, 2004	1,3940	Ene 27, 2005	1,2753
Jul 08, 2004	1,1291	Oct 15, 2004	1,3852	Ene 28, 2005	1,2312
Jul 09, 2004	1,1120	Oct 18, 2004	1,3535	Ene 31, 2005	1,2651
Jul 12, 2004	1,0944	Oct 19, 2004	1,3618	Feb 01, 2005	1,2409
Jul 13, 2004	1,0953	Oct 20, 2004	1,4063	Feb 02, 2005	1,2332
Jul 14, 2004	1,1262	Oct 21, 2004	1,4164	Feb 03, 2005	1,2234
Jul 15, 2004	1,1307	Oct 22, 2004	1,4296	Feb 04, 2005	1,2165
Jul 16, 2004	1,1302	Oct 25, 2004	1,4161	Feb 07, 2005	1,1995
Jul 19, 2004	1,1395	Oct 26, 2004	1,4310	Feb 08, 2005	1,2107
Jul 20, 2004	1,1138	Oct 27, 2004	1,3807	Feb 09, 2005	1,2149
Jul 21, 2004	1,1192	Oct 28, 2004	1,3468	Feb 10, 2005	1,2454
Jul 22, 2004	1,1522	Oct 29, 2004	1,3621	Feb 11, 2005	1,2394
Jul 23, 2004	1,1667	Nov 01, 2004	1,2721	Feb 14, 2005	1,2365
Jul 26, 2004	1,1513	Nov 02, 2004	1,2653	Feb 15, 2005	1,2430
Jul 27, 2004	1,1611	Nov 03, 2004	1,2882	Feb 16, 2005	1,2790
Jul 28, 2004	1,1841	Nov 04, 2004	1,2443	Feb 17, 2005	1,2559
Jul 29, 2004	1,1767	Nov 05, 2004	1,2586	Feb 18, 2005	1,2744
Jul 30, 2004	1,1983	Nov 08, 2004	1,2518	Feb 22, 2005	1,3420
Ago 02, 2004	1,1822	Nov 09, 2004	1,2262	Feb 23, 2005	1,3511
Ago 03, 2004	1,1970	Nov 10, 2004	1,2588	Feb 24, 2005	1,3556
Ago 04, 2004	1,1704	Nov 11, 2004	1,2288	Feb 25, 2005	1,3541
Ago 05, 2004	1,2032	Nov 12, 2004	1,2293	Feb 28, 2005	1,3682
Ago 06, 2004	1,1888	Nov 15, 2004	1,2138		
Ago 09, 2004	1,2026	Nov 16, 2004	1,1972		
Ago 10, 2004	1,1897	Nov 17, 2004	1,2344		
Ago 11, 2004	1,1943	Nov 18, 2004	1,2345		
Ago 12, 2004	1,2136	Nov 19, 2004	1,2760		
Ago 13, 2004	1,2327	Nov 22, 2004	1,2618		
Ago 16, 2004	1,2286	Nov 23, 2004	1,2689		
Ago 17, 2004	1,2431	Nov 24, 2004	1,2792		
Ago 18, 2004	1,2474	Nov 29, 2004	1,2859		
Ago 19, 2004	1,2820	Nov 30, 2004	1,2713		
Ago 20, 2004	1,2527	Dic 01, 2004	1,1891		
Ago 23, 2004	1,2388	Dic 02, 2004	1,1295		
Ago 24, 2004	1,2226	Dic 03, 2004	1,1134		
Ago 25, 2004	1,1750	Dic 06, 2004	1,1248		
Ago 26, 2004	1,1708	Dic 07, 2004	1,1072		
Ago 27, 2004	1,1729	Dic 08, 2004	1,1214		
Ago 30, 2004	1,1489	Dic 09, 2004	1,1378		
Ago 31, 2004	1,1440	Dic 10, 2004	1,0916		