

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

ASESORIA EN EL SECTOR
DE GAS NATURAL

2000

33801
U 162m
- 600
121

Ministerio de Minas y Energía

Asesoría en el Sector de Gas Natural

Informe Final

**Evamaría Uribe
Manuel I. Dussan**

Bogotá, febrero 29 del 2000

Tabla de Contenido

I.	Introducción	1
II.	Resumen y conclusiones	3
III.	Dñagnóstico del sector de gas natural.....	17
	<i>A. Antecedentes</i>	<i>17</i>
	<i>B. Oferta y demanda</i>	<i>20</i>
	<i>C. Precios al productor y comercialización</i>	<i>22</i>
	1. Participación de los productores en la comercialización	25
	2. El contrato de asociación, la explotación de reservas y la comercialización	27
	<i>D. Transporte.....</i>	<i>29</i>
	1. Cargos de transporte y desarrollo del mercado de gas.....	31
	2. Contratos de transporte con plantas térmicas.....	33
IV.	Desarrollos recientes en la regulación de gas natural.....	37
	<i>A. Comercialización y precios al productor.....</i>	<i>37</i>
	1. Bases conceptuales de las resoluciones de la Creg	40
	2. Análisis de la resolución 055/99	47
	3. Propuesta de desregulación de precios al productor.....	50
	<i>B. Transporte.....</i>	<i>53</i>
	1. La regulación de los precios de transporte.....	54
	2. Mercado secundario y el reglamento único de transporte.....	60
	<i>C. Exportaciones.....</i>	<i>64</i>
	<i>D. Convergencia gas y electricidad</i>	<i>69</i>
	1. Los contratos take or pay.....	71
	2. Problemas de coordinación a corto plazo	71
	3. Mercado de reserva de combustibles.....	72
V.	La regulación del transporte por poliductos.....	76
	<i>A. Condiciones e implicaciones sistema de transporte de acceso abierto.....</i>	<i>79</i>
	1. Separación de actividades.....	80
	2. Programación y operación del suministro y transporte.....	81
	3. Organismo regulador.....	84
	4. Regulacion de las tarifas de transporte y almacenamiento	86
	<i>B. El reglamento de transporte.....</i>	<i>93</i>

I. Introducción

1. Este informe final resume los resultados y recomendaciones de los trabajos de asesoría al Ministerio de Minas y Energía en el sector de gas natural, ejecutados por los Señores Evamaría Uribe y Manuel Dussan durante el periodo de diciembre de 1998 a febrero del 2000, en cumplimiento de los contratos PNUD No.8999340 y No. 8999341, los cuales fueron financiados con recursos provenientes del préstamo No. 3827-CO del Banco Mundial destinados al proyecto COL/94/016 "Asistencia Técnica al Sector Energético".

2. La asesoría tuvo como objetivo: "apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el desarrollo de la política sectorial y regulatoria del gas natural, con el fin de analizar su coherencia y proponer los ajustes que se determinen necesarios para garantizar el desarrollo de este sector en el corto, mediano y largo plazo de manera que permita atender adecuadamente las demandas actuales y potenciales de este combustible". La asesoría se desarrolló en tres etapas que se superponían en respuesta al avance y prioridad de los temas incluidos en la agenda. En la primera se preparó un diagnóstico sobre el sector basado en la revisión de numerosos informes disponibles sobre el tema¹, en el análisis de las estadísticas del sector y en el resultado de reuniones sostenidas con representantes de la industria. En la segunda, se analizaron diferentes opciones y se formularon propuestas de política y regulación para las actividades de producción y comercialización, transporte y exportación de gas. En la última, se apoyó al Ministerio en la discusión de las propuestas con otros organismos.

3. Durante el desarrollo de la asesoría se revisó el alcance de las tareas inicialmente contempladas en los términos de referencia, para adecuarlas a las prioridades y necesidades del Ministerio. El cambio mas importante se realizó a comienzos de noviembre de 1999, cuando se acordó con el Ministerio incluir en la asesoría el apoyo en la regulación del transporte por poliductos de combustibles derivados de petróleo, para aprovechar la experiencia ganada en una actividad similar, el transporte de gas natural. Se acordó, igualmente, eliminar las tareas relacionadas con el gas como materia prima, el gas natural vehicular y el manejo institucional, en las cuales no era necesaria la participación de los asesores².

4. El trabajo de los asesores comprendió una actividad formal y con resultados concretos, la preparación de los informes de la asesoría, y otra actividad que requirió gran dedicación de tiempo y con resultados menos visibles, la cual consistió en la participación activa en discusiones con el personal técnico de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y sus consultores y en reuniones de la CREG, relacionadas con la regulación del sector del gas natural. En la parte formal se presentaron los siguientes informes:

¹ Mercados Energéticos: informes del estudio "Coordinación de la operación de los sectores de gas y electricidad en Colombia", UPME, 1998; Félix Betancourt: Informes "Asesoría para la revisión regulatoria de precios de gas en boca de pozo", CREG, Mayo 1999; Estudios Energéticos Ltda: informes "Asesoría para el estudio de los cargos de transporte de gas", CREG, Junio de 1999; Instituto de Economía Energética: Informe "Metodología para la evaluación de la demanda potencial de gases combustibles en Colombia", UPME, 1998

² Comunicación de los asesores, con el visto bueno de la interventoría (Registro 20475 del 8 de noviembre de 1999), dirigida al Dr. José Demetrio Martínez, coordinador del proyecto PNUD-COL/94/016

- Informe de iniciación del 26 de enero de 1999
- Informe No. 1: “Informe de diagnóstico” del 2 de junio de 1999
- Informe No. 2: “Regulación del transporte y exportaciones de gas” del 30 de septiembre de 1999
- Informe No. 3: “Regulación del transporte por poliductos de combustibles derivados del petróleo” del 4 de enero del 2000
- Informe No. 4: “Desarrollo del mercado de gas” del 15 de febrero del 2000

5. Este informe está organizado en 4 capítulos: conclusiones y recomendaciones, diagnóstico, desarrollos recientes en la regulación del gas natural y la regulación del transporte por poliductos.

II. Resumen y conclusiones

Diagnóstico

6. El Plan de Masificación de Gas definió una política de masificación del consumo de gas y de sustitución de combustibles costosos en sectores industriales, de transporte y residencial en la década de los 90's. Con la expedición de la Ley 142/94, se inicia una etapa de reorganización regulatoria e institucional orientada a redireccionar la acción gubernamental en el área de servicios públicos hacia las funciones de planeación indicativa, regulación, supervisión y control. El mejoramiento en los índices de eficiencia, cobertura y calidad en la prestación de los servicios se buscó mediante el desarrollo de mercados, la promoción de condiciones de competencia entre proveedores públicos y privados en el suministro de servicios y el soporte básico de la inversión privada.

7. Bajo el nuevo esquema, la masificación del gas sería menos el producto de una juiciosa planificación y ejecución centralizadas con mayores riesgos asumidos por la contraparte pública y más un resultado que se buscaría a través de mecanismos descentralizados, con inversión privada a riesgo y la conformación de un mercado interno. Una Ley posterior, la Ley 401 de 1997, separa el manejo del transporte de Ecopetrol y crea a Ecogas como empresa independiente encargada de la actividad. Esta ley separó claramente las competencias del Código de Petróleos y la Ley 142/94 respecto del manejo del gas, asignándole al primero y al Contrato de Asociación el manejo normativo de la exploración, desarrollo y explotación del gas y a la segunda todo lo relacionado con la comercialización, transporte, distribución y venta al usuario final.

8. El esfuerzo de inversión realizado en los últimos años es significativo, principalmente en materia de transporte, con el apuntalamiento de la infraestructura básica necesaria para unir las fuentes de suministro de la Costa Atlántica y del Casanare con los principales centros de consumo del país. Ecopetrol asumió de hecho los riesgos de inversión y de mercado como contratante de gasoductos bajo el esquema BOMT (Centragas y Transgas de Occidente) o como remitente de gasoductos importantes (Ballena-Barranca, Transmetano y Promigas). Este esfuerzo se ha complementado de manera importante con inversión privada, principalmente en infraestructura de distribución urbana y regional.

9. El desarrollo del mercado de gas natural y la red de transporte presenta diferencias regionales importantes. Por una parte, el mercado en la Costa Atlántica está caracterizado por un grado de madurez relativamente avanzado con una base importante de demanda residencial, comercial e industrial; su cercanía a fuentes de producción de bajo costo hace que el gas sea competitivo con la mayoría de los combustibles sustitutos. En contraste, el mercado en el interior es un mercado incipiente, desarrollado con base en la demanda de gas para generación térmica, con una infraestructura de transporte extensa e inicialmente subutilizada y lejano de la fuente de suministro de bajo costo, por lo cual el gas tiene dificultades para competir con sustitutos como el diesel, fuel oil y carbón y las empresas de transporte difícilmente pueden recuperar los costos hundidos de la infraestructura existente.

10. El desarrollo de un mercado de gas natural en Colombia enfrenta problemas estructurales, asociados con la falta de diversidad en la oferta y la demanda y la alta participación en la demanda del consumo de gas para generación termoeléctrica. La falta de diversidad de la oferta se ilustra por la dependencia del campo de Ballena/Chuchupa para atender la demanda incremental de gas en el país y la participación obligada de Ecopetrol en todos los contratos de asociación. La falta de diversidad de la demanda se manifiesta en que casi la totalidad de las plantas de generación a gas instaladas en los 1990's no tiene capacidad de utilizar combustibles sustitutos por periodos de mas de una semana y presenta patrones de consumo coincidentes. Los grandes consumidores de gas con capacidad de sustitución se limitan a las refinerías de Ecopetrol, algunas plantas térmicas localizadas en la Costa Atlántica y algunas industrias como la cementera, con una capacidad de sustitución estimada en aproximadamente 150 mpcd. Por otra parte, la demanda termoeléctrica, que representa cerca del 50% de la demanda total, está caracterizada por una estacionalidad acentuada entre verano e invierno y variaciones aleatorias en el consumo medio que reflejan la preponderancia que todavía mantiene la generación hidroeléctrica.

11. Los problemas estructurales se han agudizado por problemas coyunturales, tales como:

- a) El rol preponderante que tuvo Ecopetrol en la comercialización del gas, al actuar como comprador y comercializador único de casi la totalidad del gas producido, incluyendo el de los Asociados. Sin embargo, 11 productores privados participan con el 38% de las reservas explotables de gas estimadas en 6.7 Tpc, suficientes para atender la demanda actual por mas de 30 años
- b) Los contratos de transporte *take or pay* firmados con las térmicas del interior, a más de 15 años y con capacidad garantizada cercana al consumo máximo, en una situación esperada de consumos bajos pero de alta volatilidad, son muy onerosos para las térmicas y resultan en gasoductos con su capacidad firme totalmente contratada pero con alta probabilidad de estar subutilizados durante los próximos 5 años. Esta situación podría llevar a decisiones subóptimas de ampliación de la capacidad de gasoductos por parte de Ecogas, lo cual probablemente no se justifica si se optimiza el uso de los mismos.
- c) Como resultado de esta coyuntura, los actuales contratos *take or pay* con las térmicas han hecho crisis porque no son sostenibles y han tenido que ser renegociados para reducir los compromisos de consumo de cantidades mínimas.
- d) La regulación actual de precios al productor es fragmentada, con múltiples precios máximos definidos según el campo de origen del suministro, lo cual dio como resultado la segmentación de mercados y de clientes. La contratación del gas se viene realizando punto a punto; cada gas tiene un precio y una tarifa de transporte asociada dependiendo del campo de origen. La oferta es igualmente segmentada y la entrada de los diferentes campos responde más a un ejercicio de planificación que a una señal de mercado.
- e) Un esquema de regulación de precios de transporte por gasoductos (establecido por la resolución CREG 057/96), diseñado para facilitar la creación de un centro de mercado atendiendo principios de eficiencia económica, fue inoperante pues se utilizó para establecer contratos punto a punto con una estructura de cargos de capacidad y volumen

distorsionada, lo cual crea inflexibilidades que dificultan el desarrollo de un mercado de gas.

- f) Ecopetrol suscribió contratos de suministro con plantas térmicas del interior, para colocar gas en Barranca principalmente desde el campo de Opón, a un precio de paridad calculado como el precio máximo boca de pozo fijado por la resolución 061/83, mas el costo de transporte Opón-Barranca. Ante el colapso de Opón, Ecopetrol se vio obligado a traer gas desde Ballena para atender los contratos, incurriendo en una pérdida económica al tener que pagar el costo de transporte Ballena-Barranca.

12. Las perspectivas de desarrollo del sector de gas crean oportunidades para aliviar los problemas estructurales anotados y favorecen el desarrollo de un mercado de gas. El desarrollo de plantas de tratamiento para explotar las reservas de gas asociado en Cusiana/Cupiagua son una oportunidad para que entren nuevos comercializadores y se inicie la competencia gas-gas. El crecimiento proyectado de la demanda en la década del 2000 está concentrado en incrementos de la demanda industrial que resulta de la sustitución de otros combustibles de uso industrial (crudo de Castilla, diesel, carbón) y el desarrollo del gas natural vehicular. La participación relativa del consumo termoeléctrico tiende a declinar. Por otra parte, las regulaciones vigentes establecen que a partir del 2005 se desregulan los precios al productor en todos los campos.

Regulación de precios

13. Para atender los problemas coyunturales, recientemente la Creg emitió nuevas resoluciones que modifican la regulación de los precios al productor y de los servicios de transporte. Estas resoluciones se han orientado a flexibilizar las modalidades de contratación del transporte y suministro y los cargos correspondientes, de tal forma que se desestimule el uso de contratos *take or pay*. En particular, la regulación de precios de transporte permite contratar capacidad firme acogiéndose a opciones tarifarias que remuneran los costos fijos de inversión en diferentes proporciones entre parejas de cargos fijos y variables. En la práctica, esta disposición permite a los usuarios “variabilizar” los costos fijos y favorece a usuarios, tales como las térmicas, con un patrón de consumo caracterizado por picos acentuados, que bajo el régimen anterior tenían que pagar un cargo de capacidad alto para atender su demanda pico con capacidad firme de transporte.

14. La regulación de precios al productor, recientemente propuesta por la Creg, establece para cada campo de producción un precio máximo que se aplica al suministro firme de gas bajo la modalidad pague lo demandado. Los productores podrán ofrecer suministro bajo la modalidad *take or pay* sujeto a un descuento respecto al precio máximo. Por lo tanto, se establece un precio máximo para la modalidad de suministro en que el productor asume todo el riesgo de la demanda. Con esto, la Creg busca eliminar la práctica actual de cobrar primas adicionales de disponibilidad sobre el precio regulado en contratos que garantizan un suministro máximo diario.

15. Además, la Creg ha adoptado un esquema descentralizado de acceso abierto a la red de transporte basado en contratos (*contract carriage*), según el cual el transportador vende a los remitentes su capacidad de transporte disponible principalmente en la forma de contratos de capacidad firme que representan derechos transables al uso de los gasoductos.

Los remitentes pueden ajustar la capacidad contratada a sus necesidades reales de transporte en un mercado secundario de capacidad liberada. Las resoluciones de la Creg establecen condiciones que facilitan el desarrollo del mercado secundario, tales como la obligación de incluir cláusulas de liberación de capacidad y cesión de derechos en los contratos de transporte, la opción de adquirir el déficit de capacidad contratada en el mercado secundario o alternativamente en el de capacidad primaria disponible, la posibilidad de solicitar desvíos (cambios de puntos de entrada/salida) y procedimientos obligatorios para desplegar información en boletines electrónicos sobre la capacidad liberada y efectuar transacciones bilaterales.

16. Las resoluciones adoptadas por la Creg contribuyen al desarrollo del mercado en la medida que flexibilizan las condiciones de contratación para el suministro y transporte y son realistas, en cuanto conciben el desarrollo del mercado en etapas, comenzando por un mercado poco líquido con pocos participantes, basado en transacciones bilaterales en contratos de largo plazo y en el mercado secundario. A medida que se diversifique la oferta y la demanda, se podrían desarrollar mercados más líquidos para transacciones bilaterales de productos estandarizados. Este enfoque es, en nuestro concepto, más conveniente que pensar en un mercado basado en una bolsa centralizada y obligatoria, tal como fue propuesto por otros consultores.

17. Contradictoriamente, las mismas resoluciones de la Creg también establecen principios y reglas que apuntan en la dirección contraria, esto es, desestimular la entrada al mercado de otros productores y comercializadores diferentes a Ecopetrol, debilitar el desarrollo del mercado secundario y perpetuar la regulación de precios máximos boca de pozo. En particular:

- a) La resolución Creg-055/99, que se sometió recientemente a consideración de la industria, mantiene un esquema de regulación de precios máximos por campo basado en costos de oportunidad, que no permite la conformación de un mercado que responda flexiblemente a señales de precios. En éste contexto, el regulador resulta siendo quien ejerce la discreción para asignar la renta entre los diversos segmentos de la cadena de gas y se elimina la flexibilidad comercial que requiere la penetración del gas en el mercado.
- b) Esta resolución revisa nuevamente a la baja los precios máximos vigentes, desconociendo compromisos preexistentes ya acordados por la regulación. Esta inestabilidad regulatoria compromete seriamente compromisos ya pactados por el país con los inversionistas y resta credibilidad a las promesas de liberar precios en el año 2005.
- c) La resolución aprueba una regulación rígida de precio máximo que reversa la libertad de negociación entre productores y grandes consumidores de gas aprobada por la resolución 057/96 y ratificada por la Resolución 009/99.
- d) Los niveles máximos de precios propuestos para el gas asociado proveniente de Cusiana y Cupiagua son relativamente bajos y comprometen el proyecto de la planta de tratamiento de gas de Cusiana por 120 mpcd. Además, contribuyen a desestimular la entrada de nuevos comercializadores en el mercado nacional y consolidar el predominio de Ecopetrol como suministrador único de gas al mercado.

- e) Por otra parte, la adopción de un esquema de cargos máximos de transporte por tramos basado en costos medios, con variedad de opciones de parejas de cargos fijos y variables para remunerar los costos de inversión (resolución Creg-001/2000), resulta en contratos punto a punto poco estandarizados que son difíciles de transar en el mercado secundario. Además, el esquema de cargos no es eficiente desde el punto de vista económico, pues crea diferencias en los precios variables de transporte entre puntos de la red que no reflejan diferencias en los costos marginales.
- f) Esta resolución, en conjunto con la adopción de precios máximos por campo, acentúa la segmentación de mercados, comprometiendo las oportunidades para crear un mercado de gas integrado a nivel nacional y facilitando el poder de mercado espacial.
- g) La modalidad de contrato de suministro firme “pague lo demandado”, al cual se asocia el precio máximo al productor, implicaría que el usuario tiene derecho del gas siempre y cuando lo utilice para usos propios, eliminando la posibilidad de un mercado secundario. Lo más probable es que las plantas térmicas con grandes fluctuaciones en su consumo escojan esta modalidad de suministro, marginándose del mercado secundario.
- h) Igualmente, al eliminar la prima por disponibilidad, transfiere al productor todo el riesgo de explotación y de la inversión necesaria para garantizar la disponibilidad de gas contratada bajo esta modalidad.

18. La Creg decidió mantener un esquema de regulación de precios máximos del productor basado en costos y renunciar a un enfoque de mercado, porque concibe un mercado totalmente segmentado y local donde cada campo ejerce poder de mercado sobre un área específica. En estas circunstancias, la Comisión considera necesario proteger a los distribuidores y los grandes usuarios contra aumentos “injustificados” de los precios del gas que se traducen en una mayor renta para el productor sin que necesariamente resulten en una mayor oferta de gas. Esta visión desconoce las implicaciones e incentivos negativos al productor, comprometiendo la entrada vigorosa de otros productores/comercializadores en el mercado nacional y eventualmente desestimando la explotación de reservas.

19. Se recomendó una propuesta alternativa para establecer un esquema de transición para la regulación de precios al productor, que permitiera la creación de condiciones propicias para la desregulación de precios prevista para el 2005, basada en los siguientes principios:

- a) Respetar los compromisos ya contraídos por el país con los inversionistas,
- b) Adoptar una fórmula regulatoria que de incentivos, basados en la señal de precio, para facilitar la oferta en el mercado de una mayor producción de gas tratado de Cusiana/Cupiagua;
- c) Adoptar un mecanismo que propicie antes que obstaculice la unificación del mercado del Interior con el de la Costa.
- d) Introducir mecanismos legales e institucionales para mitigar poder de mercado en la comercialización del gas.
- e) Reconocer que es necesario mantener durante un periodo de transición la regulación de precio máximo para el campo de Ballena/Chuchupa, por lo menos hasta la realización de nuevos descubrimientos en la zona y la desregulación prevista en el 2005, debido a que este es un campo de bajo costo y óptimamente localizado en relación con el

mercado de la Costa Atlántica, donde el usuario ya incurrió en costos sustanciales de sustitución al gas y donde no siempre son viables alternativas con respecto a otros combustible.

20. Se propusieron los siguientes ajustes a la resolución Creg-055/99:

- a) Establecer un precio máximo y único de referencia nacional para el gas que se comercializa en el mercado doméstico nacional. Se establecería un precio máximo de US\$1,19/mbtu, precio ya vigente según Resolución 039/75, aplicable al nodo de referencia en Ballena, sin incluir costo de transporte. Por lo tanto, el campo Cusiana/Cupiagua entraría a abastecer la demanda del interior tomando como referencia los costos implícitos tanto de producción como de transporte de otras alternativas de suministro.
- b) Restablecer la libertad de negociación entre productores y grandes consumidores de gas, aprobada en las resoluciones Creg-057/96 y 009/99.
- c) Cada productor podría ofrecer contratos de suministro con diferentes condiciones en cuanto a precio, firmeza, interrumpibilidad o consumos mínimos, respetando este precio máximo calculado como precio promedio de las diferentes modalidades contractuales.
- d) El *netback* en el sitio de entrada al usuario o al centro de distribución es otro límite de precios, según uso y proyecto, lo cual también ayuda a determinar un rango de precios que toman en cuenta las partes en la negociación.
- e) Para mitigar el poder de mercado de productores, se recomienda desestimular o prohibir prácticas contractuales que aten el precio del gas a usos específicos y limiten la reventa para otros usos. Igualmente, tipificar de manera precisa y de acuerdo con la regulación definida por el decreto 2153 de 1992, conductas discriminatorias y lesivas a la competencia.

21. En relación a la regulación de precios de transporte, esta consultoría recomendó el siguiente esquema, muy similar al propuesto por los consultores de la Creg; debe anotarse que la Creg solo adoptó unos pocos elementos del esquema que a continuación se describe:

- a) Los cargos de transporte deben reflejar los costos que los usuarios imponen en la red de transporte. A excepción de unos pocos tramos, la red existente de transporte del interior es suficiente para atender la demanda de gas en los próximos 5 años. Desde ese punto de vista, la red de transporte se puede representar como dos áreas, el interior y la costa atlántica, separadas por un gasoducto congestionado (Ballena-Barranca). Los costos incrementales de transportar gas internamente en cada mercado son muy bajos, mientras que el costo de transporte entre mercados, de Ballena a Barranca, debe reflejar los costos asociados con la ampliación de este gasoducto
- b) La mayor parte de los costos de inversión en la red de transporte del interior son costos hundidos. El problema principal de la regulación de los cargos de transporte es establecer la porción de estos costos que debe ser remunerable a través de cargos de transporte y definir restricciones tarifarias para recuperar estos costos en forma eficiente.
- c) Un esquema de cargos variables de entrada y salida permitiría la recuperación de los costos hundidos en forma eficiente. Bajo este esquema, el cargo de entrada de los

principales campos al centro de mercado en su respectiva área podrían ser iguales a cero. Los usuarios en cada área pagarían cargos fijos de salida que varían de acuerdo a su localización, los cuales recuperan los costos hundidos reconocidos (la Creg adoptó cargos por tramos) .

- d) Por lo tanto, en cada área el costo de transporte pagado por un usuario es independiente de que campo proviene el gas (como contraste, depende de la fuente en el esquema de la Creg). Por otra parte, las transferencias de Ballena hacia Barranca pagarían un cargo de transporte que cubra los costos de ampliación de este tramo, lo cual reflejaría el hecho que estas transferencias contribuyen a la congestión de este tramo (adoptado por la Creg).
- e) Regular mediante una fórmula de regulación con vigencia de 5 años los ingresos globales por servicios prestados por una empresa, incluyendo en la fórmula parámetros que den incentivos para mejorar eficiencia de las operaciones y utilización de las instalaciones³. Dar flexibilidad para que los transportadores diseñen y propongan a la CREG cuadros tarifarios con opciones de cargos a aplicar en su sistema de transporte, sujetos al cumplimiento de las restricciones tarifarias y la fórmula de ingresos

22. Para mitigar en parte los problemas que causa la resolución Creg-001/00 se sugirieron las siguientes medidas:

- a) Eliminar la regulación de precio máximo por campo (ver arriba).
- b) Para que el mercado secundario funcione con mayor liquidez, se recomienda permitir una gran flexibilidad para que los derechos firmes de transporte se puedan ceder o vender a otros usuarios con patrones de consumo sustancialmente diferentes a los del usuario titular.
- c) Evitar o prohibir prácticas contractuales que aten el precio del gas a usos específicos y limiten la reventa para otros usos. Estas prácticas son una barrera para el mercado secundario y se utilizan como mecanismo para que los productores discriminen precios y ejerzan posición dominante.
- d) Permitir que los remitentes puedan solicitar no solamente desvíos (cambios en los puntos de entrada y salida) sino también desagregación de los tramos contratados.

Exportación de gas

23. La exportación de gas a Panamá es altamente rentable para el productor y para el país y son un catalizador importante del mercado doméstico. Existe un diferencial previsible de precios entre Colombia y Panamá ya que en éste último se sustituirán combustibles de alto costo para generación eléctrica y consumo industrial. En un mercado libre, los precios del suministro al mercado de exportación y al mercado interno tenderían a igualarse presionando al alza los precios domésticos; en las condiciones de monopolización, segmentación y sobregulación del mercado de gas en Colombia, este diferencial da oportunidad a la explotación de rentas que de manera natural buscarían ser

³ Fórmulas del tipo IPM (ingreso promedio máximo)_t = IPM₀ (1+IPC-X). Donde IPM₀ es el valor inicial aprobado para el ingreso promedio, IPC es el índice de ajuste anual que refleja el aumento de costos y X es el factor de mejoras en la productividad.

capturadas por los agentes o finalmente por el Gobierno, si éste estima que un impuesto a las exportaciones es un mecanismo adecuado para capturar la renta y no dejarla en manos de los agentes.

24. En este contexto, es importante acertar en un esquema de precios para el mercado doméstico que favorezca el desarrollo del mercado independientemente de si el destino del suministro es el mercado doméstico o el internacional. Igualmente, requiere una regulación bastante flexible y acertada del artículo 23 de la Ley 142 de 1994, única referencia que contiene la ley frente al tema.

25. El artículo 23 de la Ley 142 de 1994 plantea dos normas aplicables a exportación de gas: (i) las empresas *no requieren permiso* de las autoridades para exportar, excepto sujetarse a las normas cambiarias y fiscales aplicables; (ii) las Comisiones pueden intervenir para prohibir las exportaciones cuando existan usuarios cuya demanda no hubiese sido satisfecha por preferirse un suministro de exportación, en condiciones en que el usuario ofrece remunerar de acuerdo con las fórmulas tarifarias aprobadas. El artículo no da facultad a la Creg para regular de manera general el tema de las exportaciones de gas. Por lo tanto, la regulación que apruebe la Creg debe ser una regulación restringida y estrictamente focalizada a los temas de su competencia. No tiene competencia para introducir prohibiciones generales a las exportaciones que contradigan la libertad de comercio internacional que consagra normatividad constitucional y legal.

26. La Creg adoptó un régimen de regulación que introduce factores importantes de riesgo a los contratos de exportación y desestimula la exportación de gas. De hecho su concepción concibe que la exportación es meramente residual respecto del abastecimiento interno⁴. En la forma que está redactada en la resolución de la Comisión se introduce incertidumbre y riesgo contractual a las exportaciones.⁵ Los contratos de exportación estarían sujetos a que cualquier consumidor potencial de gas pueda requerir el gas que se pretende exportar. En estas condiciones, los contratos de exportación no serían viables dado el alto riesgo e incertidumbre que introduce el procedimiento propuesto por la resolución.

27. Cómo regular entonces el artículo 23 de la Ley?. Esta consultoría propuso en su oportunidad hacer una resolución muy sencilla, referida exclusivamente al artículo 23. La resolución tipificaría como "*abuso de posición dominante*" cuando un productor o comercializador, sin causa técnica u operativa justificada, prefiera la atención de un nuevo suministro de exportación en detrimento de la satisfacción de la demanda de un usuario de servicios públicos domiciliario, es decir se niega el suministro a un usuario regulado que tiene la posibilidad física y financiera de atender a las tarifas que resulten de fórmulas aprobadas por la CREG. Un usuario de servicios públicos domiciliarios, que está dispuesto a pagar las tarifas aprobadas por las fórmulas y que físicamente es viable suministrar el gas, no debe ser discriminado para favorecer una exportación. Y es abuso de posición de dominio cuando se discrimina este tipo de suministro.

⁴ Resolución Creg-033/99

⁵ Resolución Creg-033/99, artículo 8°.

28. Se sugirió que la investigación de este tipo de conductas las haga la Superintendencia de Industria y Comercio de acuerdo con lo establecido en el Decreto 1165 de 1999⁶, el cual reestructuraba la Superintendencia de Servicios Públicos y define que las funciones relacionadas con prácticas comerciales restrictivas serán función del Superintendente de Industria y Comercio. Si bien no está claro si el mencionado decreto sigue vigente, la Superintendencia de Industria y Comercio está facultada por el Decreto 2153 de 1992 para investigar este tipo de conductas.

29. Cuando un productor/comercializador se niegue a abastecer un suministro nacional de un usuario de servicio público domiciliario, por preferir un suministro de exportación y no existen razones técnicas u operativas y las tarifas que paga el usuario retribuyen los costos de prestación del suministro, ésta conducta se tipificaría, en la resolución de la Creg, como constitutiva de *abuso de posición dominante*. Una vez que la Superintendencia compruebe la infracción del productor/comercializador y se declare sancionable, la CREG automáticamente (de oficio) prohibiría parcial o totalmente la exportación. Sería entonces una prohibición ex -pos y no una autorización o prohibición ex - ante.

30. Finalmente, la resolución debería contener principios claros en relación con los contratos de exportación. Por ejemplo, debe consagrar el principio de que no habrá ningún tipo de distinción basada en el destino del suministro, sea este para exportaciones o para el mercado doméstico. Dado un nivel de reservas aceptable, *todo contrato firme e interrumpible con destino al mercado de exportación debe tener el mismo tratamiento comercial, operativo y técnico respecto de cualquier otro contrato firme o interrumpible con destino al mercado nacional*. Adicionalmente, *en situaciones de restricción transitoria del suministro y el transporte, no se prohibirá o restringirá un suministro de exportaciones para favorecer uno nacional o se dará prioridad en el acceso o abastecimiento a un suministro doméstico en detrimento de uno de exportaciones*. Finalmente, debe hacerse explícito el principio de que no se prohibirán de manera general todas las exportaciones cuando se presenten eventos que ameriten restricción transitoria. Sólo se prohibirán (o mejor “suspenderán transitoriamente”) aquellos contratos que tengan relación directa con la restricción y en igualdad de tratamiento a los suministros locales.

Regulación del transporte por poliductos

31. El sistema de suministro de combustibles derivados de petróleo comprende dos refinerías principales pertenecientes a Ecopetrol (Barranca y Cartagena) y una red nacional de transporte por poliductos de Ecopetrol conformada por los poliductos Pozos Colorados-Galán y Buenaventura-Yumbo que sirven para transportar hacia el interior productos importados y la red de transporte del interior que conecta la refinería de Barranca con los principales centros de consumo en el interior.

32. El Decreto Legislativo 1056 de 1953 (Código de Petróleos) establece que no existen monopolios legales para la refinación, transporte y distribución de combustibles derivados de petróleo. Sin embargo, el suministro de combustibles derivados de petróleo en Colombia funciona de hecho como un sistema integrado en el cual Ecopetrol realiza la programación

⁶ Decreto que posteriormente fue declarado inexecutable por la Corte Constitucional.

de producción de refinerías, transporte, exportación e importación, la programación y operación del transporte incluyendo la preparación de proyecciones de demanda, el manejo del almacenamiento y la asignación de los productos a los distribuidores mayoristas. Los cinco distribuidores mayoristas privados tradicionalmente no han tenido opción en cuanto a la selección de la fuente de suministro de combustibles.

33. En el pasado, el ingreso al productor (precios ex refinería) aprobado por el gobierno nacional no reflejaba los precios internacionales de los productos refinados. A finales de 1998 el Gobierno aprovechó la coyuntura de unos precios internacionales de petróleo bajos, a niveles similares a los precios internos de derivados y dio un paso fundamental al atar el ingreso al productor al precio de paridad de importación de la gasolina. Con ésta decisión se dio inicio al proceso de desregulación de la comercialización de combustibles. Como desarrollo adicional, el Ministerio busca introducir un esquema de acceso abierto a las instalaciones que representan cuellos de botella para el suministro y comercialización de productos. A continuación se resumen las conclusiones del análisis de las condiciones e implicaciones de introducir un esquema de acceso abierto y las normas básicas propuestas para la regulación del transporte por poliductos.

34. La política de libre acceso a la red de transporte facilita el desarrollo en un futuro de un mercado de combustibles donde puedan participar activamente varios agentes ya sea desde el lado de la oferta como del lado de la demanda. La experiencia internacional muestra que la entrada de nuevos actores a la cadena de oferta y comercialización es un objetivo deseable de política sectorial que arroja resultados positivos para el consumidor final (mejores precios al consumidor, más calidad e innovación).

35. Para desarrollar el mercado se distinguen dos áreas importantes de acción a largo plazo: a) desde el punto de vista de la oferta, la política de combustibles busca desregular el ingreso al productor, favorecer la libre importación de combustibles y promover la entrada de nuevos refinadores privados en el fin de diversificar la oferta y reducir cuellos de botella en el abastecimiento nacional de combustibles; b) desde el punto de vista de la demanda, se busca desregular el margen de los distribuidores y facilitar el acceso de nuevos comercializadores mediante la reducción de barreras a la entrada en la distribución mayorista

36. Se identificaron las siguientes condiciones necesarias para establecer un sistema de acceso abierto al transporte por poliductos en Colombia:

- a) condiciones no discriminatorias para la conexión y el acceso al sistema de transporte y de sus instalaciones conexas a todo tipo de usuario actual o potencial.
- b) definición clara de la separación de la actividad de transporte y del rol de Ecopetrol como distribuidor mayorista y como garante del abastecimiento nacional de combustibles.
- c) reglas claras respecto a la operación y expansión del sistema de transporte y la programación del suministro
- d) creación de un organismo técnico e independiente de regulación de las actividades de transporte y distribución.
- e) la regulación tarifaria del transporte por poliductos debe ser neutra, reflejar efectivamente sus costos y no sesgada respecto de una u otra opción de abastecimiento

37. Aun cuando en Colombia no existen monopolios legales para ninguna de las actividades relacionadas con los combustibles líquidos, de hecho Ecopetrol es la única empresa que presta el servicio de transporte por poliductos, domina la refinación y controla aproximadamente 43% del almacenamiento destinado a la comercialización, el cual tiene importancia estratégica. Por otra parte, por razones de conveniencia Ecopetrol tiene la obligación de garantizar el abastecimiento de combustibles en el territorio nacional. Aun cuando la integración vertical de actividades es común en otros países con mercados desarrollados, la verticalización temprana de la industria por una empresa estatal dominante no es recomendable pues impone barreras adicionales para la conformación de un sector más competitivo.

38. Al respecto, se recomienda tomar las siguientes medidas:

- a) Especializar, en Ecopetrol, la actividad de transporte y separarla de las demás actividades propias de la cadena. Establecer en las regulaciones el requisito de separación contable, administrativa y operativa de las actividades de transporte
- b) Integrar el poliducto Pozos Colorados – Galán al sistema nacional de transporte por poliductos. Actualmente este poliducto constituye un sistema de transferencia interna de producto a la refinería de Barranca y requiere convertirse en un sistema de transporte efectivo que pueda ser utilizado por otros importadores de productos.
- c) Separar en Ecopetrol la capacidad de almacenamiento claramente asociada al transporte de aquella asociada con la producción y comercialización de combustibles. Se propone que esta capacidad ya instalada de almacenamiento para comercialización se alquile bajo un esquema de reglas predefinido y tarifas reguladas que evite su control por los mayoristas actuales y facilite la entrada de nuevos mayoristas.
- d) Aclarar el rol de Ecopetrol en la garantía del abastecimiento consignada en los estatutos de Ecopetrol. La función de Ecopetrol relacionada con “*el abastecimiento eficiente de la demanda de derivados de petróleo*” se entiende como una obligación conjunta de Ecopetrol y de los demás agentes privados en los que la ley delegó la prestación del servicio público de transporte y distribución.
- e) Para garantizar el abastecimiento durante la transición hacia el mercado se propone conservar como requisito que los distribuidores mayoristas mantengan niveles mínimos de inventarios de productos, sujeto a penalizaciones en caso de incumplimiento. Solamente en condiciones declaradas de emergencia en el abastecimiento nacional y ante la imposibilidad de que lo hagan los agentes privados, se requeriría de Ecopetrol prioridad en el abastecimiento.

39. Se sugiere adoptar un esquema de transporte de acceso abierto donde los usuarios nominan sus necesidades de transporte en forma autónoma de acuerdo a sus necesidades y el transportador concilia las nominaciones con la capacidad disponible y hace la programación del transporte. El plan de transporte debe cubrir un periodo suficiente para que las refinerías puedan confirmar su plan de refinación, para que los importadores hagan las gestiones para la importación de productos y para que el transportador pueda anticipar las necesidades de transporte.

40. La regulación del sector y la definición de políticas está actualmente en cabeza del Ministro de Minas y no es legalmente delegable. Además el jefe de la cartera obra como Presidente de la Junta Directiva de Ecopetrol. Surgen dificultades con este esquema ya que consolida en cabeza del Ministro múltiples roles, los cuales pueden entrar en conflicto. Se recomienda conformar un equipo técnico especializado al interior del Ministerio y dirigido por el Viceministro, que apoye técnicamente las decisiones del Ministro.

41. En relación con la regulación de precios de transporte, a finales de 1998 el MME aprobó una nueva fórmula para la fijación de precios de gasolina que establece una tarifa estampilla para el poliducto Pozos Colorados-Galán, la cual se incluye en el cálculo del ingreso al productor y una tarifa estampilla para transporte por los demás poliductos, la cual es una componente del costo para calcular el precio máximo de venta al distribuidor mayorista. Se observa lo siguiente:

- a) El cargo de transporte Pozos Colorados-Galán y la tarifa estampilla que se aplica para los demás poliductos son en la práctica un sobrecargo al consumo de gasolina, pues se cobran a los usuarios independientemente del uso de los poliductos.
- b) Los cargos estampilla no son una señal eficiente pues no muestran las diferencias relativas que existen en los costos incrementales de transporte entre los diferentes puntos de la red. Además este tipo de cargos incentiva el by-pass en los sitios más cercanos al centro de suministro, lo cual se ilustra por el auge reciente del contrabando de gasolina en la Costa Atlántica para venta directa al minorista.
- c) El procedimiento de cálculo de los cargos no tendría mayor importancia si las decisiones de producción o importación de gasolina las tomara en forma centralizada Ecopetrol con base a un plan de expansión de mínimo costo. Sin embargo, bajo un esquema descentralizado con libertad de entrada a los negocios de refinación e importación de gasolina, los cargos de transporte afectan y pueden distorsionar las decisiones de estas empresas.

42. Para solucionar las deficiencias observadas, se recomienda lo siguiente:

- a) Introducir diferencias regionales en los precios de la gasolina. Por ejemplo, para la costa atlántica aplicaría un cargo separado para la línea Cartagena-Baranoa, que refleje sus costos de transporte, los cuales son sustancialmente más bajos que el cargo estampilla actual. De esta manera se eliminarían parte de las distorsiones actuales que incentivan el contrabando de combustible.
- b) Establecer una tarifa de dos partes (cargos de volumen y capacidad) para el poliducto Pozos Colorados-Galán que permita remunerar la capacidad ociosa que sirve una función estratégica para la refinación. Además, establecer una tarifa separada para la línea Buenaventura-Yumbo, con una estructura similar.
- c) Mantener una tarifa estampilla para el resto de la red del interior.

43. El factor de pérdidas consolidado para toda la red nacional de poliductos muestra una tendencia creciente durante 1999 debido al aumento en el robo de gasolina especialmente en el poliducto Pozos Colorados-Galán, el cual ha alcanzado niveles de 6%. Se propone el siguiente tratamiento tarifario para las pérdidas de transporte:

- a) Considerar pérdidas normativas de 1.5% para Pozos Colorados-Barranca y 0.5% para los demás poliductos.
- b) No incluir el costo del producto perdido en la tarifa de transporte. Las pérdidas normativas se asignan a los remitentes en las cuentas de balance.
- c) El transportador asume el costo del transporte del producto perdido y el costo del producto perdido por encima de las pérdidas normativas aprobadas.
- d) El distribuidor mayorista tendría derecho de cobrar al minorista, además de su margen de mayorista, el costo del producto perdido correspondiente a las pérdidas normativas.

44. El decreto 283 de 1990 establece que los distribuidores mayoristas deben tener disponible capacidad de almacenamiento para cada combustible líquido equivalente a 15 días de su demanda. A mediados de 1998, los distribuidores mayoristas mantenían en promedio solamente 9 días de almacenamiento en sus plantas de abastecimiento. Buena parte de la deficiencia en almacenamiento en Bogotá ha sido suplida por Ecopetrol en sus estaciones terminales. La regulación actual del almacenamiento no es transparente, no promueve la eficiencia y no funciona, por las siguientes razones:

- a) El decreto establece una norma de capacidad mínima que no está sustentada en criterios objetivos ni respaldada por un análisis económico.
- b) No se han aplicado penalizaciones por incumplimiento de la norma.
- c) La exigencia a los mayoristas de mantener capacidad propia de almacenamiento se convierte en una barrera de entrada para nuevos mayoristas y puede resultar en inversiones ineficientes pues hay economías de escala importantes en la construcción de tanques de almacenamiento.
- d) el costo de inversión en los tanques de Ecopetrol localizados en las estaciones terminales se incluye en la tarifa estampilla de transporte, por lo cual se cobra uniformemente a todos los distribuidores mayoristas sin tener en cuenta diferencias relativas en el almacenamiento propio con que cuenta cada uno de ellos.

45. Se recomienda establecer un esquema transparente de regulación del almacenamiento, que siga los siguientes lineamientos:

- a) Los costos de inversión en los tanques de almacenamiento operativo de Ecopetrol se incluyen como parte de los costos de inversión del transportador y se remuneran en la tarifa de transporte;
- b) Revisar la norma de los 15 días de almacenamiento con base en un criterio objetivo que defina claramente la duración de las contingencias consideradas y tenga en cuenta la localización de la zona y el tiempo estimado para transportar productos a esa zona desde el punto de suministro más cercano.
- c) Permitir que los distribuidores mayoristas puedan alquilar capacidad de almacenamiento de Ecopetrol (en las estaciones terminales) para cumplir con los niveles de inventario exigidos;
- d) Reconocer como costo del distribuidor mayorista, trasladable al usuario, el costo anual del capital de trabajo relacionado con el inventario exigido.
- e) en el caso que los distribuidores mayoristas no cumplan en promedio con los niveles de inventario requeridos por zona, estarán sujetos a una penalización.

46. Con base en las anteriores recomendaciones, se preparó un proyecto de resolución del Ministerio de Minas y Energía que define la regulación del transporte por poliductos en dos aspectos: uno general y otro operativo y técnico. La regulación general declara el transporte como un sistema de acceso abierto, desarrolla el marco regulatorio global del sector y establece las reglas de juego que garanticen igualdad de condiciones para todos los actores, sean éstos públicos o privados. Las regulaciones de alcance operativo y técnico definen las reglas de operación y las condiciones técnicas del transporte.

III. Diagnóstico del sector de gas natural

A. Antecedentes

47. El Plan de Masificación de Gas definió la política de desarrollo sectorial en la década de los 90's. Se entendió desde sus inicios como una política de masificación del consumo de gas y de sustitución de combustibles costosos en sectores industriales, de transporte y residencial. La política de gas también buscó afianzarse en la generación térmica cuando el país consideró recomponer el parque de generación y atraer inversionistas privados para solventar la crisis de abastecimiento eléctrico del 92. Este plan calculó inversiones de más de US\$ 3 billones para el desarrollo de la infraestructura de transporte y distribución necesarias para conectar los principales mercados urbanos y regionales del interior con los principales centros productores de la Guajira y los Llanos Orientales.

48. Con la expedición de la Ley 142/94, se inicia una etapa de reorganización regulatoria e institucional orientada a redireccionar la acción gubernamental en el área de servicios públicos hacia las funciones de planeación indicativa, regulación, supervisión y control. El mejoramiento en los índices de eficiencia, cobertura y calidad en la prestación de los servicios se buscó mediante el desarrollo de mercados, la promoción de condiciones de competencia entre proveedores públicos y privados en el suministro de servicios y el soporte básico de la inversión privada.

49. Estos cambios no dejaron de representar dificultades para el desarrollo del sector y para el afianzamiento del Plan de Masificación cuya responsabilidad de ejecución se asignó inicialmente a Ecopetrol. Estas reformas legales y el desarrollo posterior del marco regulatorio, marcaron un cambio en el modelo institucional que se seguiría a partir de allí para la consolidación del plan de masificación.

50. Una de las peculiaridades que distingue el sector de gas natural de otros sectores como la electricidad lo constituye un desarrollo basado en un modelo de riesgo compartido público-privado. Este modelo, combina inversión privada significativa en la exploración y producción de gas, el transporte y la distribución con un modelo centralizado de planificación y desarrollo basado en decisiones corporativas tomadas por Ecopetrol, donde el Gobierno nacional en general y el Ministerio de Minas y Energía en particular, tienen control y participación por intermedio de su Junta Directiva. Esta empresa, como contraparte en el esquema, asume gran parte de los riesgos de la exploración y explotación de las reservas de gas y en el pasado reciente acomete la inversión y el soporte del financiamiento de la infraestructura básica necesaria para la masificación del consumo del gas en sus etapas iniciales, especialmente en el transporte troncal.

51. El nuevo esquema, además de separar y especializar en entidades adscritas al Gobierno nacional las funciones de regulación y planeación del sector, buscó especializar las funciones de transporte, distribución y comercialización, las cuales anteriormente se

desarrollaron casi en su totalidad, directa o indirectamente por la Empresa Estatal. Como resultado, la masificación del gas sería menos el producto de una juiciosa planificación y ejecución centralizadas con mayores riesgos asumidos por la contraparte pública y más un resultado que se buscaría a través de mecanismos descentralizados, con inversión privada a riesgo y la conformación de un mercado interno. La masificación y la utilización económica y eficiente del gas debería igualmente responder a señales de precios y mecanismos regulatorios complementarios. Los contratos, como mecanismos de asignación de riesgo entre las partes, adquirieron importancia y se constituyeron en instrumento de coordinación entre agentes descentralizados.

52. La puesta en marcha del modelo impulsado por la Ley 142/ 94, el marco regulatorio que se desarrolla posteriormente y la correspondiente práctica regulatoria, conllevó impactos en la industria que es preciso tomar en cuenta. Se destacan los siguientes:

- los productores privados, quienes invirtieron en el país siguiendo las reglas contenidas en el Código de Petróleos y el Contrato de Asociación, percibieron en la Ley 142 y en las instituciones que ésta creó para la regulación, la vigilancia y el control, un elemento de riesgo político y regulatorio no previsto y que eventualmente ha sido un obstáculo para una entrada más activa de los productores privados en la comercialización del gas.
- una Ley posterior, la Ley 401 de 1997, separa el manejo del transporte de Ecopetrol y crea a Ecogas como empresa independiente encargada de la actividad. Esta ley separó claramente las competencias del Código de Petróleos y la Ley 142/94 respecto del manejo del gas, asignándole al primero y al Contrato de Asociación el manejo normativo de la exploración, desarrollo y explotación del gas y a la segunda todo lo relacionado con la comercialización, transporte, distribución y venta al usuario final.
- actualmente, existe un régimen doble de competencia en materia regulatoria y normativa que si no tiene manejo cuidadoso puede significar dificultades adicionales para el desarrollo de la comercialización del gas en el mercado doméstico. Estas dificultades se concentran básicamente en el tipo de señales o reglas de juego que entrarían a actuar para la comercialización del gas en el mercado interno frente a otras posibilidades, como por ejemplo, la exportación de gas o la realización de proyectos para uso del combustible en áreas de producción, localizadas fuera de la jurisdicción de la Comisión. Esta dualidad regulatoria puede significar incentivos negativos al productor para comercializar su gas en el mercado interno quien buscaría evitar su comercialización en un mercado ampliamente regulado.

53. El funcionamiento de nuevo esquema ha tenido dificultades para su consolidación. El esfuerzo de inversión realizado en los últimos años es significativo, principalmente en materia de transporte, con el apuntalamiento de la infraestructura básica necesaria para unir las fuentes de suministro de la Costa Atlántica y del Casanare con los principales centros de consumo del país. Ecopetrol asumió de hecho los riesgos de inversión y de mercado como contratante de gasoductos bajo el esquema BOMT (Centragas y Transgas de Occidente) o como remitente de gasoductos importantes (Ballena-Barranca, Transmetano y Promigas). Este esfuerzo se ha complementado de manera importante con inversión privada, principalmente en infraestructura de distribución urbana y regional.

54. En ésta área se han identificado dificultades:

- el esfuerzo de inversión en infraestructura de transporte fue, en muchos casos, superior a lo que reclamaba un mercado de bajo desarrollo, imponiendo obligaciones financieras por encima de las que el mismo mercado podía asumir, lo cual se ha sentido sobre las finanzas de Ecopetrol y Ecogas y ha significado una presión que ha restado flexibilidad para permitir que las tarifas de transporte tengan niveles adecuados a la necesidad de promover el desarrollo acelerado de la penetración del gas en el interior.;
- la masificación del gas en los sistemas de distribución del interior ha sido más lenta que lo previsto. Se mencionan, por ejemplo, dificultades con la fórmula de regulación del margen de distribución que limita el rebalanceo de tarifas, , permanencia de distorsiones de precio en combustibles sustitutos y los altos costos que impone a su vez el sistema de transporte.

55. El desarrollo del mercado de gas natural y la red de transporte presenta diferencias regionales importantes. Por una parte, el mercado en la Costa Atlántica está caracterizado por un grado de madurez relativamente avanzado y su cercanía a fuentes de producción de bajo costo, con una base importante de demanda residencial, comercial e industrial, una demanda de gas para generación térmica con fuertes variaciones estacionales pero menos incierta que la generación de las térmicas en el interior, y una demanda potencial importante de gas para exportación. Como consecuencia de lo anterior, los costos de transporte representan una porción menor del precio del gas al usuario, el gas es competitivo con la mayoría de los combustibles sustitutos, incluido GLP, y el negocio de transporte es financieramente viable y enfrenta riesgos de mercado moderados.

56. El mercado en el interior es un mercado incipiente, se ha desarrollado con base a la demanda de gas para generación térmica, con una infraestructura de transporte extensa e inicialmente subutilizada y lejano de la fuente de suministro de bajo costo. Como consecuencia de lo anterior, el costo transporte tiene impacto mayor sobre el precio al usuario, el gas tiene dificultades para competir con sustitutos como el diesel, fuel oil y carbón, las empresas de transporte difícilmente pueden recuperar los costos hundidos de la infraestructura existente y están enfrentadas a riesgos de mercado altos.

57. Para el futuro, las condiciones para el desarrollo de la red cambiarán en forma substancial. El crecimiento de los volúmenes a transportar por la red troncal en el interior estará jalonado fundamentalmente por el ritmo de penetración del gas especialmente en el sector transporte y en el residencial. Ecopetrol abandonará gradualmente su rol como gestor y garante de la expansión de la red de transporte. A finales de 1999, Ecopetrol dejará de ser remitente de casi toda la capacidad de los gasoductos de Promigas quien por primera vez empezará a firmar contratos directamente con sus clientes. Además, Ecopetrol desea cambiar de Barranca a Ballena el punto de entrega del gas para las plantas térmicas del interior y reducir su rol como remitente de la capacidad del gasoducto Ballena-Barranca. Por lo tanto, Ecogas y Promigas comenzarán a actuar como transportadores que son remunerados por la venta de servicios de transporte a usuarios finales por medio de contratos.

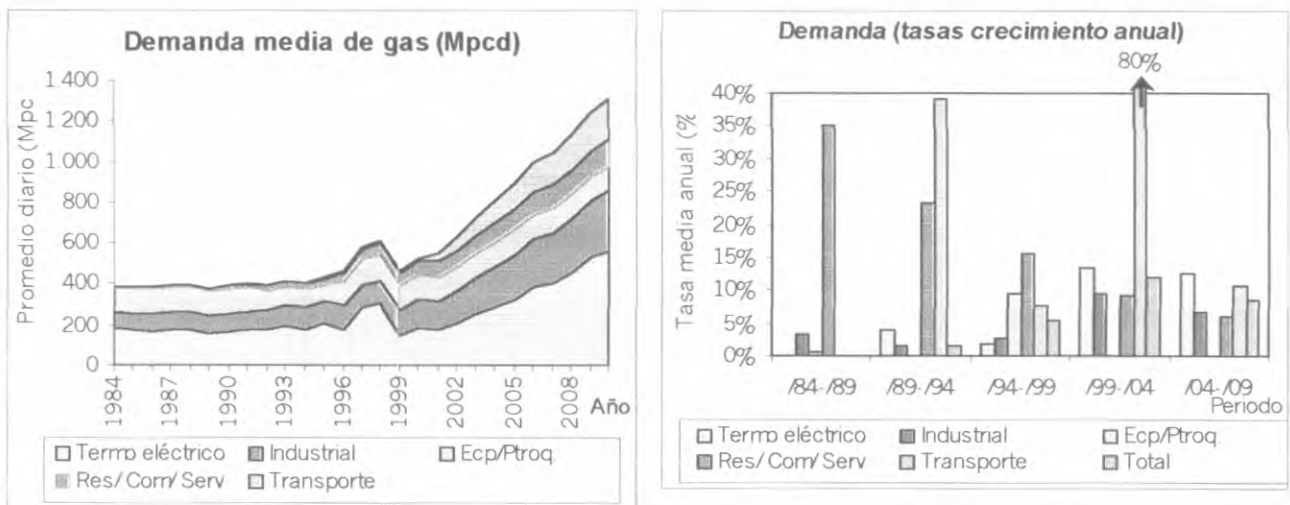
58. Además, la liberación de los precios de gas en troncal para el año 2005 requerirá crear condiciones para que participen nuevos comercializadores y se pueda crear un

mercado de gas. Las ampliaciones de la red serían definidos bajo esquemas de planeación descentralizados, según los cuales las decisiones de inversión en nuevas ampliaciones deben responder al crecimiento del mercado de oferta y demanda expresada por medio de solicitudes de capacidad de transporte adicional por parte de remitentes. Estas ampliaciones deben ser viables económica y financieramente y buena parte de los riesgos de inversión deben ser asumidos por los remitentes interesados.

B. Oferta y demanda

59. La demanda nacional de gas natural en los últimos 15 años ha estado dominada por los sectores de generación térmica, industrial y de refinería, los cuales representan el 90% de la demanda total, pero muestran un crecimiento moderado inferior al 5% anual, mientras que las demandas residencial y comercial solo representaban 10% del total en 1999, pero mostraban un crecimiento mas dinámico superior al 15% anual. La demanda termoeléctrica, que representa cerca del 50% de la demanda total, está caracterizada por una estacionalidad acentuada entre verano e invierno y variaciones aleatorias en el consumo medio que refleja la situación hidrológica en el sector de electricidad (Ver Gráfico 1).

Gráfico 1



60. La UPME preparó proyecciones de demanda de gas para el periodo 1999 – 2010, con base en tres modelos complementarios e integrados: LEAP, modelo de sustituciones y ENPEP⁷. Los resultados para un escenario medio muestran que el sector más dinámico es el de transporte (gas natural vehicular), el cual alcanzaría un volumen de 199 mpcd en el 2010 y tasas de crecimiento anual hasta de 80% (ver Gráfico 1). No se desconoce que su potencial máximo puede estar en el orden de consumo que plantea el modelo, pero se encuentra que la tasa de crecimiento proyectada en los primeros años de la serie es muy elevada y no refleja los grandes inconvenientes de penetración que viene experimentando el

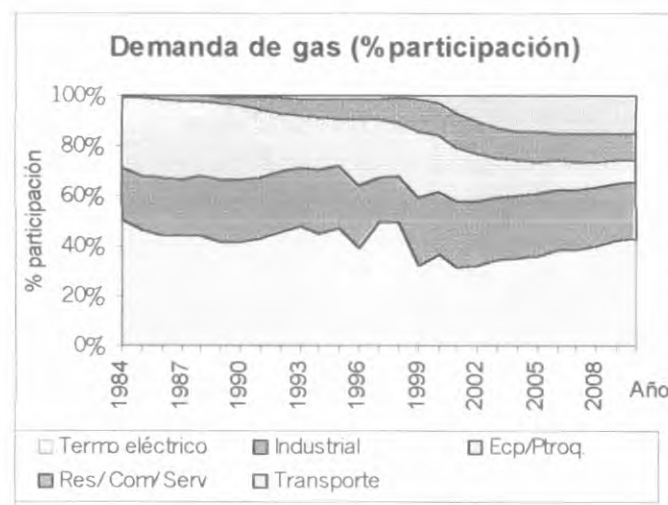
⁷ "Metodología para la evaluación de la demanda potencial de Gases Combustibles en Colombia" Instituto de Economía Energética; José Eddy Torres, Carlos García. Enero 1998

GNV, tales como la falta de infraestructura básica de estaciones, la poca disponibilidad de vehículos ensamblados con la opción de gas natural y la dificultad de colocar gas a precios competitivos en ciudades como Bogotá, debido al alto costo de transporte.

61. En relación con la penetración en la industria, el modelo la salida del crudo de Castilla y del cocinol para el 2001. Es un supuesto bastante fuerte en relación con el crudo de Castilla, en la medida en que depende fundamentalmente de decisiones de política ambiental que han venido siendo postpuestas a lo largo de los años. Pero, y esto es más importante, depende de que Ecopetrol encuentre un uso alternativo para el crudo para evitar el impacto sobre sus ingresos. El consumo proyectado de las plantas térmicas depende de las condiciones hidrológicas y otros supuestos utilizados en la simulación de la generación de electricidad s. Por otra parte, las proyecciones mostradas no considera la demanda de proyectos especiales tales como la exportación de gas a Panamá, el proyecto siderúrgico, el proyecto nitrogenado y la planta de metanol, los cuales implicarían consumos superiores a los 250 mpcd a partir del 2003 en la Costa Atlántica.

62. En conclusión, el escenario medio proyectado por la UPME es optimista al proyectar un crecimiento anual de 12% para los próximos 5 años, pero ilustra bien la creciente participación del GNV y la sustitución en la industria, los cuales jalonarán el crecimiento de la demanda en esta década, mientras que la demanda de refinería perderá gradualmente su importancia relativa (ver Gráfico 2)

Gráfico 2



63. En relación a la oferta, las reservas probadas a diciembre de 1998 eran de 6.7 GPC, de las cuales un 90% están distribuidos aproximadamente en partes iguales entre los campos de la Guajira y Cusiana y son suficientes para atender la demanda actual por cerca de 30 años. Sin embargo, 70% de la producción actual está concentrada en Guajira, con una participación del apenas 2% del campo de Cusiana/Cupiagua (ver Tabla 1).

64. Los balances de oferta y demanda preparados por la UPME para el periodo 1999-2010 muestran que la oferta de gas del campo de la Guajira sería suficiente para atender la demanda básica de la Costa Atlántica hasta finales de la década, cuando se agotaría este campo. Para atender la demanda del interior, a partir del 2003 sería necesario ampliar la capacidad de transporte del gasoducto Ballena-Barranca o ampliar la capacidad de tratamiento del gas asociado de Cusiana (ver Gráfico 3).

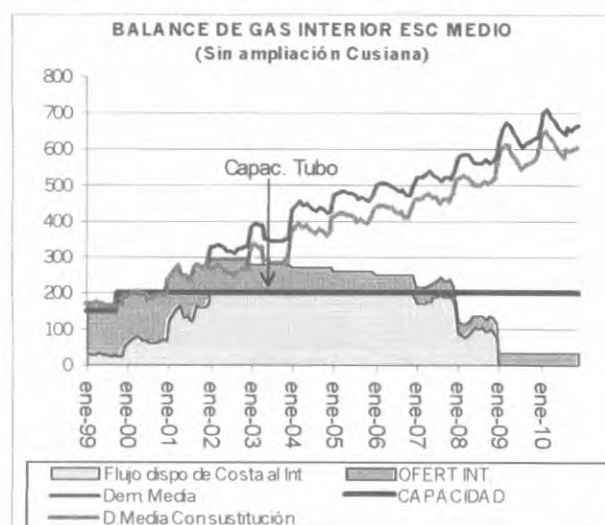
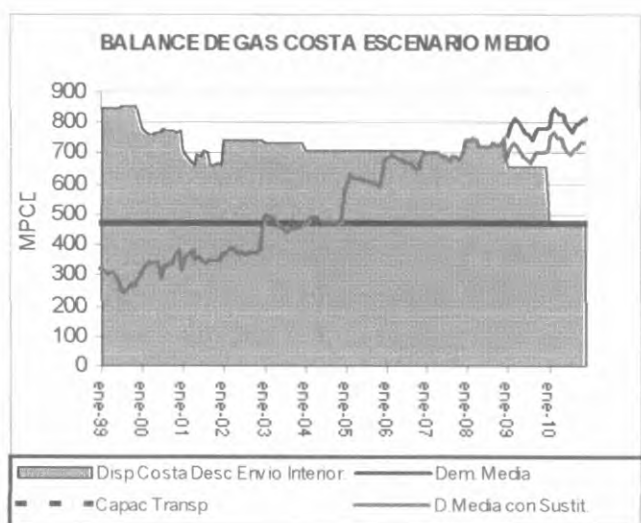
Tabla 1

RESERVAS Y PRODUCCION DE GAS NATURAL
Datos a Diciembre de 1998

Campos	Reservas Probadas		Producción 1998	
	(GPC)	%	(MBTUD)	%
Guajira	2.975	44%	433	70%
Guepajé	49	1%	31	5%
Subtotal Costa Atlántica	3.024	45%	464	75%
Opón (1)	45	1%	51	8%
Otros Interior País	313	5%	86	14%
Cusiana - Cupiagua	2.984	44%	15	2%
Piedemonte	380	6%	0	0%
Subtotal Interior País	3.722	55%	153	25%
TOTAL	6.746	100%	617	100%

Fuente : Ecopetrol

Gráfico 3



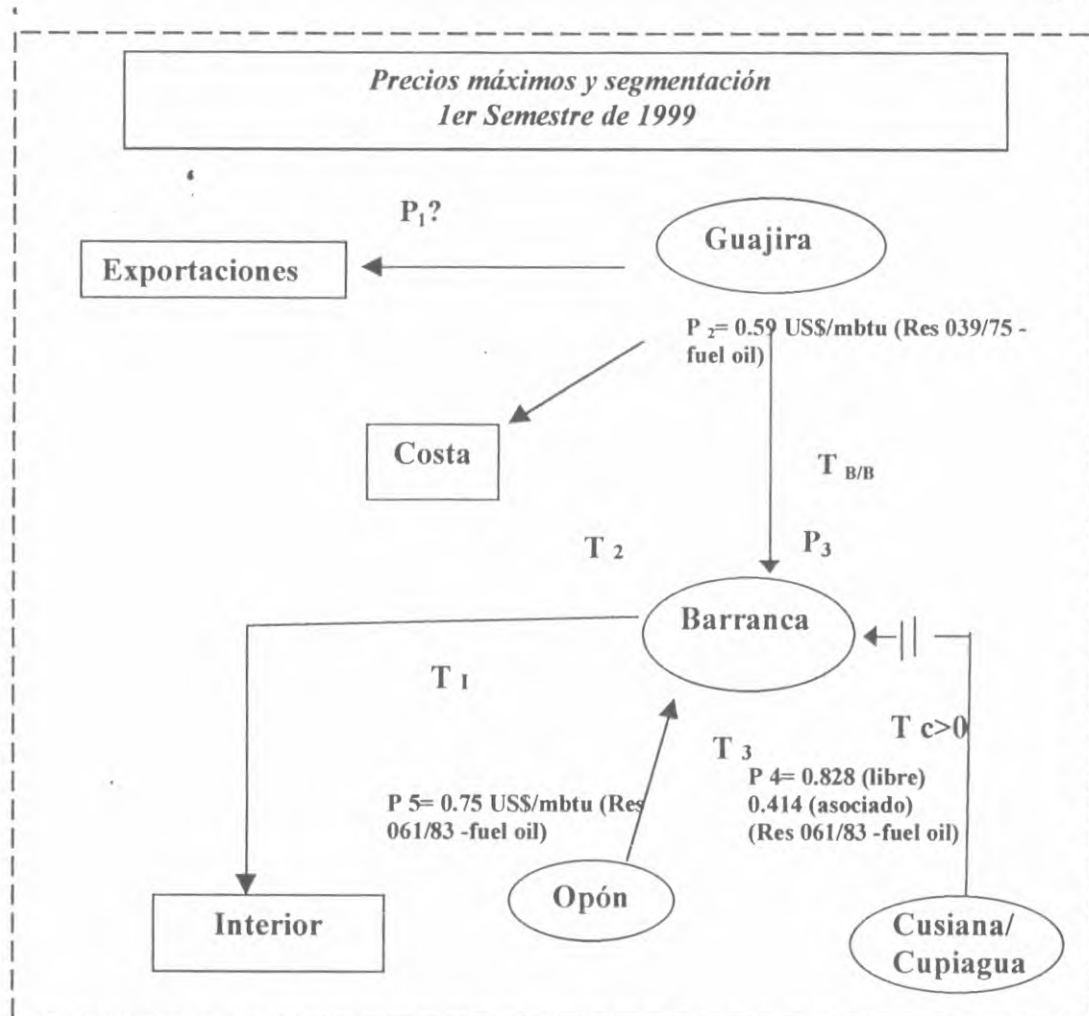
Fuente: UPME

C. Precios al productor y comercialización

65. La regulación actual de precios es fragmentada, con múltiples precios máximos definidos según el campo de origen del suministro. La Figura 1 esquematiza el régimen

prevaliente desde los inicios de la explotación del campo Guajira. La regulación de precio máximo se estableció por primera vez con la expedición de la Resolución 039 de 1975, una vez se comprobó la existencia del campo Guajira. La necesidad de regular de manera estricta el precio del gas de Guajira en el mercado interno, ha tenido justificaciones de variado tipo a lo largo de todos estos años. Fundamentalmente se tuvo conciencia de que por muchos años fue el único campo productor lo cual daría oportunidad para ejercer abuso de su condición de monopolista de una oferta crítica para el mercado.

Figura 1



66. Pero esta regulación estricta no ha dejado de tener consecuencias. Por ejemplo, al estar el precio regulado, también se neutralizó el impacto de los factores comerciales de corto y mediano plazo en las decisiones operativas y de producción y una vez definida la existencia de reservas, la variable de ajuste vino a ser la cantidad de gas que es rentable producir a ese precio. No resulta extraño entonces que el manejo de la "escasez" haya sido el instrumento preferido por el productor monopolista para ajustar la oferta a la demanda, dados unos precios predeterminados.

67. El escenario de precios máximos según campo dio como resultado la segmentación de mercados y de clientes. La contratación del gas se realizó punto a punto; cada gas tiene un precio y una tarifa de transporte asociada dependiendo del campo de origen. La oferta es igualmente segmentada y la entrada de los diferentes campos responde más a un ejercicio de planificación que a una señal de mercado. Una de las dificultades con éste escenario radica en la posibilidad de que la regulación falle en determinar cuál es el precio máximo adecuado, lo cual contribuye a segmentar aún más la oferta al impedir la entrada, por ejemplo, de campos eventualmente más costosos pero mejor localizados respecto de los centros de consumo.

68. Este esquema de regulación no permite ni permitirá la conformación de un mercado que responda flexiblemente a señales de precios, precisamente porque las señales de precio están neutralizadas. En éste contexto, todos los elementos de la cadena de gas están totalmente regulados; el regulador resulta siendo quien ejerce la discreción para asignar la renta entre los diversos segmentos de ésta cadena y se elimina la flexibilidad que requiere la penetración del gas en el mercado.

69. Se han identificado otras dificultades en relación con la regulación de precios al productor vigente a finales de 1999. Se destacan:

- a) Los campos localizados en la Costa Atlántica pueden acogerse a partir del 11 de septiembre del 2000 a la fórmula que establece un precio máximo inicial de US\$1.30/mbtu y actualizado a partir del 1º. Enero/96 por el NYMEX (promedio móvil semestral del índice de precios para el crudo standard cotizado en el mercado de Nueva York)⁸. El precio, basado en NYMEX, está actualmente en US\$ 1.29/mbtu y los productores han manifestado la intención de acogerse a la respectiva fórmula, de acuerdo con el procedimiento establecido en la norma.
- b) La regulación de precios vigente para el gas producido en los campos Cusiana/Cupiagua⁹ no incentiva su entrada como oferta de gas para el mercado interno en tanto no recupera sus costos de explotación, tratamiento y conexión al sitio de entrega en el sistema de transporte; igualmente, la Resolución 039/75 introduce un tratamiento diferencial para el gas libre y el asociado, el cual se valora a la mitad del precio del libre;
- c) La fórmula vigente de actualización del precios al productor es inadecuada por estar atada a un fuel oil de baja comercialización y altamente correlacionado con la producción propia de Ecopetrol (promedio ponderado del precio de exportación del fuel oil de Ecopetrol)

70. Como un aspecto positivo, se observa que la regulación aprobada libera los precios para todos los campos a partir del año 2005 y permite que todas las reservas descubiertas en desarrollo de contratos de exploración y explotación firmados después del 11 de septiembre de 1995 tengan el precio libre sin tratamiento diferencial de precios entre gas libre y gas

⁸ Fórmula aprobada por la resolución 029/95 y recogida por la resolución 057/96

⁹ Resolución 061/83, precio US \$ 0.75/mbtu. La Resolución 061/83 quedó vigente porque los productores privados de los campos del interior no se acogieron a la fórmula NYMEX. Ecopetrol la acogió para valorar los precios de los suministros en los campos de producción propia.

asociado. Esta fue una señal importante para la definición de nuevos proyectos de exploración los cuales son necesarios para garantizar el abastecimiento a partir del 2009.¹⁰ Además, recientemente se introduce la Resolución 009/99 la cual permite negociar libremente los suministros destinados al mercado de grandes consumidores e introduce un mecanismo obligatorio de ofertas de los productores, basadas en el precio máximo regulado.

71. En consecuencia, se requiere revisar la viabilidad de la regulación máxima de precios vigente y la fórmula de actualización que la acompaña; conviene evaluar la conveniencia de mantener un esquema segmentado de precios según campos y según tipos de gas (libre/asociado) y deben analizarse las implicaciones de la entrada en vigencia de la fórmula NYMEX en el evento de que sea acogida por los productores.

1. Participación de los productores en la comercialización

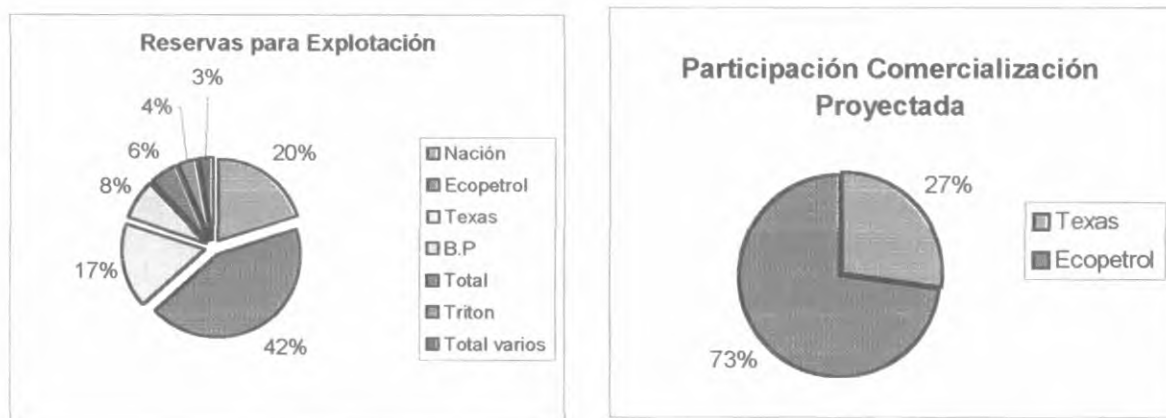
72. Si las señales de precio no son atractivas o la debilidad del mercado interno no amerita un esfuerzo de comercialización por parte de las compañías asociadas, Ecopetrol cumple un papel importante buscando colocar no sólo su participación sino la del socio privado, retribuyéndolos, en ocasiones, con precios superiores a los que coloca el gas entre los clientes.¹¹ Ecopetrol, como socio en cada Contrato de Asociación y ante las insuficiencias que viene presentando la fórmula actual de regulación de precios, asume el rol de *comprador único* (o comercializador casi universal). El comprador único es un promediador de precios lo cual permite un mecanismo de transferencia de rentas y subsidios entre clientes y entre campos. Es una señal que no refleja los costos reales y por lo tanto dificulta el desarrollo de mercados que se basan precisamente en los precios como transmisores de señales.

73. La explotación de reservas presenta un relativo grado de diversificación lo cual se contrasta con el control casi total que sobre la comercialización ejerció hasta este año Ecopetrol. De hecho, hasta finales de 1998 Ecopetrol comercializó el 100% del gas, incluyendo el de los Asociados. Simultáneamente, 11 productores privados participan con el 38% de las reservas explotables de gas; cuatro controlan aproximadamente 35% de las reservas para explotación (ver Gráfico 4).

¹⁰ Los siguientes contratos, firmados durante el año 1998 acogen el esquema de negociación libre aprobado en 1995. Están localizados "Costa Afuera" en la zona comprendida entre la Guajira y el Golfo de Urabá en la Costa Atlántica: Contrato de Asociación "Nazareth" (Texas petroleum CO., Shell de Colombia); Contrato de Asociación "Macuira" (Texas petroleum Company, Shell de Colombia); Contrato de Asociación "Los Galeones" (Amoco Colombia Petroleum Co., Arco de Colombia); Contrato de Asociación "Fragata" (Amoco Colombia Petroleum Co., Arco de Colombia).

¹¹ Durante las décadas anteriores Ecopetrol compró la producción de su socio Texas en el campo Guajira y la colocó con un subsidio a generadores térmicos en la Costa (Corelca)

Gráfico 4



74. Recientemente la Texas se vinculó a la comercialización en el mercado a usuarios finales de la Costa Atlántica.¹² El Gráfico 4 proyecta lo que sería la participación de la Texas en el mercado doméstico en los próximos años. Tomando en consideración que su participación constituye el 40% de las reservas de Contrato de Asociación Guajira, en los próximos años ésta compañía tendrá un rol importante como comercializador, lo cual tiende a cambiar el panorama de una comercialización bajo control exclusivo de Ecopetrol.

75. Es un hecho positivo el ingreso de la Texas a la comercialización de gas en el mercado doméstico. Sin embargo, se plantean interrogantes adicionales si se cumplen las predicciones según las cuales el mercado será abastecido hasta el 2005 primordialmente por el campo Guajira. Hacer depender todo el abastecimiento del país de un solo campo en manos de un duopolio, que eventualmente también tendría control del mercado de exportación, por lo menos en su etapa inicial, plantea dudas sobre lo adecuado de éste esquema para el desarrollo del sector. El desarrollo del mercado interno se favorecería con la entrada de más productores y comercializadores. La entrada de los suministros de Casanare, más temprano que tarde y en volúmenes importantes, puede facilitar, antes que entorpecer el desarrollo del mercado en el interior del país al permitir una mayor concurrencia de agentes.

76. A diferencia del petróleo, el gas natural está sujeto a un marco de regulaciones y restricciones legales que se originan en que parte de su demanda es un servicio público y en que, al existir condiciones de monopolio en el suministro, el transporte y la distribución, éstos son servicios fuertemente regulados. Las petroleras asociadas están sometidas al régimen normativo previsto en el Contrato de Asociación y acostumbradas a la negociación bilateral con Ecopetrol de los términos no sólo técnicos sino comerciales relacionados con la explotación conjunta. La experiencia de éstos últimos años confirma que han preferido estar por fuera de las regulaciones y las instituciones de regulación, vigilancia y control que creó la Ley 142/94.

¹² El enfoque regulatorio adoptado a partir de 1995 dio señales para promover la comercialización independiente de cada socio en el contrato de asociación.

77. Su entrada activa en el mercado interno implica para las petroleras asumir un status como "comercializadores de gas" y actuar bajo el régimen normativo de la Ley 142/94. Esto aumenta la percepción de riesgo comercial y regulatorio, su negativa a actuar bajo la jurisdicción de la Superintendencia de Servicios Públicos y la preferencia a buscar oportunidades para la comercialización del gas en áreas fuera de la competencia de ésta última y de la CREG. Por ejemplo, la explotación de los campos situados en los Llanos Orientales está considerando proyectos situados en la jurisdicción del Contrato de Asociación (en el campo de explotación directamente) y algunas de las estrategias comerciales se están orientando hacia sectores fuera de las jurisdicciones mencionadas, tales como el gas natural vehicular, petroquímica, generación térmica en campo y eventualmente, exportaciones.

2. El contrato de asociación, la explotación de reservas y la comercialización

78. El Contrato de Asociación determina de manera fundamental la estructura de la oferta dado el carácter de la participación de Ecopetrol en la producción y comercialización del combustible.¹³ Por su misma naturaleza, el Contrato de Asociación reclama la participación de Ecopetrol en todo proyecto de exploración y explotación de gas en la que participe el capital privado como asociado. Esta participación se refuerza por ser la entidad a cargo del manejo de las regalías en nombre de la nación y los entes territoriales.

79. Los contratos vienen evolucionando, buscando reinterpretar el rol de Ecopetrol y su participación porcentual en la exploración, desarrollo y explotación, revisando los incentivos al Asociado (plazos de los contratos, Factor R, impuestos, regalías, tratamiento contable e impositivo de las depreciaciones y amortizaciones, etc). En 1997 se introducen diferencias en el tratamiento contractual del gas respecto del petróleo (por ejemplo, el factor R es más favorable al gas).

80. La manera como se estructura el Contrato de Asociación para la explotación, producción y operación de los campos ya declarados comerciales permite explicar, hasta cierto punto, las dificultades inherentes de un contrato que es más adecuado para manejar una relación contractual orientada a la exploración y búsqueda de reservas con socios privados acostumbrados al negocio petrolero y menos adecuado para promover esquemas comerciales flexibles, para permitir una penetración más fluida del gas en la industria, los sectores residenciales, las necesidades de los generadores a gas o que busque adecuar las condiciones de explotación del suministro y los contratos de los productores a las necesidades de los clientes potenciales.

81. El Contrato de Asociación organiza la explotación de los campos ya declarados comerciales basado en un sistema de planificación y explotación de largo plazo de las reservas y si se tiene en cuenta la participación de Ecopetrol en todos los campos como

¹³ El Decreto 2310/74 dio término al régimen de concesiones y otorgó a Ecopetrol el monopolio en la explotación de hidrocarburos directamente o, indirectamente, mediante el Contrato de Asociación.

socio principal, ésta planificación es altamente centralizada. Este esquema planificado eventualmente neutraliza, quita oportunidades o supedita la iniciativa privada de los productores asociados y eventualmente es poco adecuado para adaptarse a un modelo de comercialización que requiere flexibilidad e imaginación contractual orientada a las necesidades del mercado o el perfil del cliente, lo cual obstaculiza finalmente la conformación del mercado.

82. El Contrato de Asociación es un instrumento que responde a una lógica orientada a responder ante todo a las funciones otorgadas por la Ley a Ecopetrol, esto es, al desarrollo de la relación contractual con las compañías asociadas para la exploración, identificación de potencialidades de reserva, definición de áreas explotables y no explotables, desarrollo productivo de los campos declarados comercializables y fórmulas de repartición de la producción entre los Asociados y entre estos y el Estado (regalías).

83. Desde el punto de vista de la explotación y producción de campos con reservas comercializables, el Contrato define claramente, entre otros aspectos, los procedimientos, modalidades de operación y la actuación de cada uno de los Socios, una vez que se ha declarado que un campo es comercializable. Si bien el operador del campo tiene la responsabilidad y el control sobre las operaciones y actividades necesarias para la explotación técnica, eficiente y económica de los yacimientos que se encuentren dentro del área comercial, el Contrato de Asociación establece límites importantes a su autonomía principalmente a través del Comité Ejecutivo, conformado por representantes de los asociados.

84. El contrato es preciso frente a las fórmulas de repartición de la producción entre los asociados y en la definición de la componente de regalías. Una vez que se han hecho las reparticiones de lo producido y se ha llevado la contabilidad de la misma en la "Cuenta Conjunta", las partes son enteramente libres para comercializar lo obtenido. Cada parte está en libertad de vender o exportar su cuota o disponer de la misma en cualquier forma. La asignación de la producción se hace de acuerdo con la participación de cada Socio, definida en el Contrato de Asociación y tomando en cuenta las regalías. El manejo de la Cuenta Conjunta permite flexibilizar intertemporalmente la asignación de las cuotas de producción entre los asociados pero, finalmente, si una de las partes ve disminuida su capacidad de recibo o su capacidad para colocar su cuota de producción en el mercado, el ritmo de explotación y por lo tanto, la MER, se verán afectados.

85. En mercados más avanzados, el almacenamiento situado en zonas de producción permite flexibilizar y ajustar los ciclos de producción a los ciclos de demanda y a la situación de precios en el mercado. En Colombia, el almacenamiento no se ha desarrollado y el gas que se produce debe estar comercializado de manera anticipada. Una vez que se definen los Planes de Desarrollo quinquenales y los planes de producción anual, el gas que sale y se mide, debe estar ya colocado en el mercado, lo cual incide en la preferencia de los productores por modalidades de suministro y plazos contractuales sustancialmente más largos y predecibles que lo que es usual en mercados maduros con mercados competitivos.

86. Los contratos de suministro a largo plazo que ha suscrito Ecopetrol con los grandes consumidores son consistentes con un sistema de manejo de la producción y la operación altamente planificado y con tiempos largos de actuación administrativa que no puede alterarse en el corto plazo, excepto por situaciones visibles de emergencia o por restricciones operativas evidentes. Es decir, el contrato de asociación está adecuado a una comercialización a largo plazo que es también acorde con la estructura de riesgos propia de las actividades de exploración, explotación y producción. Es menos adecuado para una comercialización que responda a mecanismos de mercado, variaciones de corto plazo en los perfiles de consumo o intercambios tipo "spot"

87. A nivel operativo también existen limitaciones que impiden que los campos respondan de manera automática a requerimientos intempestivos de la demanda sobre la producción de los campos. Este es uno de los aspectos que ha dificultado la coordinación del despacho de gas con el despacho eléctrico. En ausencia de sitios de almacenamiento en zonas productivas, un campo necesita por lo menos 12 horas para responder a mayores requerimientos en nominaciones con destino a las plantas térmicas. Muchas de éstas restricciones se mitigarían con el desarrollo de un sistema de almacenamiento desarrollado y localizado en centros de producción o en áreas de mercado importantes. Pero eventualmente para el productor representa un costo importante desarrollar almacenamiento en sitios de producción ya que dado el bajo desarrollo del mercado, resulta más expedito adaptar el ciclo de explotación de los campos a estimaciones ex-ante de comercialización.

D. Transporte

88. La resolución CREG 057/96 estableció para el interior (red de Ecogas) un esquema de regulación de precios basado en cargos máximos de transporte de entrada y salida para cada nodo de la red, referidos al nodo de Vasconia, los cuales reflejan en principio diferencias en costos por distancia y localización. Vasconia se escogió como un nodo que representa el centro de carga del sistema del interior, donde confluyen los gases provenientes de la zona de Barranca y del Casanare. Se establecen cargos por capacidad que cubren en principio los costos de inversión y cargos por volumen que cubren costos variables. Sin embargo, una parte importante de los costos hundidos fue estampillado en cargos por volumen y por capacidad, con el fin de suavizar la señal de distancia, y facilitar la penetración del gas en los nodos mas distantes (ver Tabla 2). Para la red de Promigas y otros gasoductos regionales la CREG reguló la tarifa máxima promedio expresada en US\$/kpc.

89. El esquema de cargos de transporte establecido por la CREG para el interior fue inoperante en varios aspectos. Primero, el esquema entrada-salida referido al nodo de Vasconia no fue utilizado. Para los consumidores del interior, Ecopetrol adoptó un esquema de contratos de transporte punto a punto referidos a la fuente de suministro del gas, los cuales fueron transferidos a Ecogas cuando se creó esta empresa. Por ejemplo, las térmicas del interior contrataron el transporte desde Barranca a su nodo de entrega. La empresa de distribución Gas Natural de Bogotá suscribió contratos punto a punto con 3

fuentes distintas de suministro¹⁴. Además, los transportadores firmaron contratos de transporte por términos superiores de 15 años, posiblemente para asegurar ingresos estables a largo plazo. Por lo tanto, un esquema tarifario diseñado para facilitar la creación de un centro de mercado en Vasconia, se utilizó para establecer contratos punto a punto a largo plazo asociados con la fuente de suministro, lo cual crea inflexibilidades que dificultan el desarrollo de un mercado de gas.

Tabla 2

**CARGOS DE TRANSPORTE INTERIOR
RESOLUCION 057**

		Matriz cargos entrada-salida (en US\$/kpc)			Cargos de Salida	
		Entradas			Cap a/	Vol b/
		Ballena	Cusiana	Barranca		
S	Barranca	1,04	0,20	0,18	-96	-0,04
a	Medellín	1,80	0,95	0,94	145	0,06
l	Bogotá	1,78	0,93	0,92	141	0,05
i	Cali	1,86	1,02	1,01	160	0,09
d	Bucaramanga	1,49	0,65	0,63	47	0,02
a	Vasconia	1,34	0,50	0,48	0	0
Cargos de entrada		368	95	96		
Cap a/ Vol b/		0,15	0,06	0,04		

a/ US\$/kpcd b/ US\$/kpc

Nota: Los cargos equivalentes entrada-salida en US\$/kpc se calculan para una demanda uniforme e incluyen tanto el cargo fijo como el estampilla

90. Segundo, el esquema de cargos de capacidad y volumen se desvirtuó con la aplicación de esquemas contractuales que convirtieron en variables los cargos fijos y en fijos los variables. La mayoría de las plantas térmicas del interior suscribieron inicialmente contratos que garantizaban una capacidad firme y una transitoria con primera opción de compra. La capacidad transitoria se contrató bajo la modalidad de contrato interrumpible por el remitente, según el cual el cargo de capacidad se factura diariamente de acuerdo a la capacidad transitoria realmente utilizada, que equivale a cobrar el cargo de capacidad con base al volumen transportado. En el caso de Termovalle, la reserva de capacidad firme se compensó con el pago de una prima de disponibilidad. En el caso de las demás plantas térmicas, no se pagaba prima por la capacidad transitoria (esta capacidad se convirtió posteriormente en firme a través de un proceso de disputa). La variabilización del cargo de capacidad para las térmicas del interior resulta en diferencias en el precio del gas para cada planta, de acuerdo a su localización, que ocasionan despacho fuera de mérito. Las plantas mas eficientes de ciclo combinado resultan con costos variables de generación mas altos

¹⁴ Apiay, Cusiana y Barranca. Esta es una situación especial pues Gas Natural requiere asegurar suministros separados en el norte y sur de la ciudad.

que plantas menos eficientes de ciclo abierto, debido al impacto de los costos fijos de transporte convertidos en variables (ver Tabla 3).

91. Por otra parte, Promigas viene aplicando un cargo estampilla por volumen de gas transportado, pero en sus primeros contratos de transporte con plantas térmicas ha adoptado un esquema con compromisos *take or pay* por volúmenes mínimos diarios¹⁵, lo cual equivale a un cargo fijo por la capacidad firme reservada. Se espera que una vez termine su contrato de transporte de gas con Ecopetrol a finales de 1999, Promigas utilizaría con todos los usuarios este tipo de mecanismos (combinación de contratos *take or pay* y prima de disponibilidad) para asegurar un ingreso mas estable.

Tabla 3

Planta	Eficiencia	Costo var. gas		Costo var. generación US\$/Mwh
		transp. US\$/kpc	sumin. US\$/kpc	
TermoSierra	34%	0,45	1	14,6
TermoCentro	34%	0,38	1	13,8
TermoDorada	33%	0,58	1	16,4
Merielectrica	34%	0,21	1	12,2
Termovalle	45%	1,01	1	15,2
TermoEmcali	44%	1,01	1	15,6

92. Adicionalmente, los supuestos utilizados para preparar las previsiones de volúmenes transportados en los gasoductos del interior, base para establecer los costos unitarios por tramo, no se han cumplido debido a cambios substanciales en las fuentes de suministro. Con el colapso del campo Opón, la mayor parte de la demanda del interior tuvo que ser suministrada desde Ballena y el gasoducto Ballena-Barranca, que se había previsto que sería utilizado por Ecopetrol para suministrar gas a la refinería en Barranca, se convirtió en uno de los gasoductos mas congestionados (ver Tabla 4).

93. La experiencia anterior demuestra las dificultades y peligros de diseñar esquemas tarifarios detallados que se ajustan a las condiciones y supuestos de desarrollo de la oferta y la demanda previstos por el planificador. En la mayoría de los casos, las previsiones no se cumplen, y las empresas de transmisión y los usuarios interpretan y ajustan las regulaciones vigentes para acomodarlas a sus necesidades, desvirtuando en muchos casos los objetivos de la regulación de precios.

1. Cargos de transporte y desarrollo del mercado de gas

94. Las tarifas y restricciones de transporte, en conjunto con las regulaciones de los precios del gas a la entrada de troncal determinan en buena parte los precios relativos del gas puesto en diferentes puntos de la red y la competitividad de los diferentes campos. La

¹⁵ En Septiembre/97 Promigas suscribió con Termoflores un contrato de transporte *take or pay* por 80% de la demanda máxima requerida mas una prima para pagar el ensanche requerido en la red de transporte

estructura de cargos para el interior, establecida en la Resolución CREG 057/96 afecta los precios relativos del gas en los diferentes puntos de la red de la siguiente manera:

Tabla 4

UTILIZACION DE GASODUCTOS
(en MPCD)

TRAMO	1997				1998			
	Flujo Prom.	Flujo max.	Factor prom	Util max	Flujo Prom.	Flujo max.	Factor prom	Util max
Ballena- Cartagena	341	385	88%	99%	358	443	85%	105%
Ballena - Barranca	86	121	76%	100%	76	152	51%	91%
Centroriente	31	107	25%	63%	59	184	29%	70%
Mariquita-Cali	0,1	3	0%	0%	12	43	15%	30%

Nota: El factor de utilización se calcula como la relación entre el flujo promedio y la capacidad del gasoducto. El promedio corresponde al año. El máximo al mes con el flujo máximo.

- a) Los cargos por uso facturados con base en el volumen transportado representan un costo variable de transporte que afecta los precios relativos entre nodos debidos a variaciones en el volumen.
- b) Los cargos por uso, facturados con base en la capacidad reservada, representan un costo fijo que depende de la localización y la capacidad anual reservada, pero es independiente del volumen transportado. Por lo tanto, da una señal de localización para un nuevo usuario
- c) El cargo uniforme y cargo estampilla facturado con base en volumen representan un costo adicional de transporte igual para todos los usuarios, independientemente de su localización. Por lo tanto, no afecta los precios relativos entre nodos, pero pueden establecer un cargo de transporte elevado para usuarios localizados cerca a los campos, lo cual incentiva el *by-pass*.

95. Aun cuando la estructura de cargos era racional, el mercado no funcionó en la forma prevista:

- a) Ecopetrol y los grandes consumidores suscribieron contratos de transporte punto a punto, asociados con la fuente de suministro, ignorando Vasconia como posible centro de mercado. En la práctica el gas se vendió en la boca de pozo y los consumidores asumieron el costo y los riesgos de transporte para traer el gas al centro de consumo,
- b) Ecopetrol suscribió contratos de suministro con plantas térmicas del interior, para colocar gas en Barranca principalmente desde Opón, a un precio de paridad calculado como el precio máximo boca de pozo fijado por la resolución 061/83, mas el costo de transporte Opón-Barranca. Por lo tanto, el cargo de transporte Opón-Barranca, determinó el precio de referencia del gas puesto en Barranca, el cual se convirtió de hecho en el centro de mercado.
- c) Ante el colapso de Opón, Ecopetrol tiene que traer gas desde Ballena para atender los contratos ya firmados, pagar en promedio 0.86 \$/kpc por transporte en el gasoducto Ballena-Barranca, seguir vendiendo el gas al precio de Opón y absorber una pérdida de

- 0.56 \$/kpc por ese suministro (aproximadamente US\$25 millones anuales para un suministro garantizado de 140 MPCD).
- d) La venta de gas en Barranca al precio de Opón significó que Ecopetrol asumió un riesgo alto, denominado "riesgo de localización", ante la pérdida de Opón. Al incluir en los contratos de suministro una cláusula que establecía que Ecopetrol podía abastecer el cliente con gas proveniente de campos distintos a Opón, de hecho Ecopetrol contractualmente debía haber evaluado que no era posible mover gas desde otros campos a precios competitivos sin absorber el costo del transporte Ballena-Barranca.
 - e) Las nuevas demandas en el interior tienen que negociar compra de gas de Ballena y pagar el costo pleno del transporte Ballena-Barranca. Por lo tanto, el gas puesto en Barranca proviene de Ballena pero tiene varios precios, dependiendo de la fecha en que se contrató: 1 US\$/kpc para los clientes antiguos y 1.5 US\$/kpc para los nuevos. Un ejemplo claro de segmentación de mercados, bajo la cual Ecopetrol asigna entre usuarios la producción de campos, cada uno con su propio precio.
 - f) Como resultado, Ecopetrol busca renegociar los contratos de suministro con las térmicas para cambiar el punto de entrega de Barranca a Ballena, de tal forma que las térmicas compren el gas en Ballena y se responsabilicen por el transporte Ballena-Barranca.

96. Es claro que los cargos vigentes de transporte no se adaptan bien a las necesidades del mercado, ahora que la fuente principal de suministro de gas proviene de la Guajira. El cargo de transporte para el gasoducto Ballena-Barranca, que Ecopetrol ha internalizado hasta el momento, se convierte en un elemento crítico que define el precio del gas en Barranca, la penetración del gas de Ballena en el interior, la competitividad del campo de Cusiana/Cupiagua y buena parte de los ingresos de Ecogas.

2. Contratos de transporte con plantas térmicas

97. Las plantas térmicas, especialmente las del interior, enfrentan unas perspectivas difíciles para los próximos 5 años debido a una caída de la demanda de electricidad (6% durante el primer trimestre de 1999), sobreinstalación en la capacidad de generación, y un período de verano 1998-1999 excepcionalmente húmedo que redujo substancialmente las necesidades de generación térmica y ayudó a recuperar los embalses del sistema. El efecto combinado de estos factores reduce substancialmente la generación esperada de estas plantas durante los próximos 5 años, aumenta las fluctuaciones en el consumo de gas y deprime los precios de energía en la bolsa de energía a niveles que no son suficientes para cubrir los costos de generación térmica.

98. El pago del cargo de capacidad ha tenido un impacto importante sobre el proceso de contratación del transporte de gas por parte de las térmicas. Para ser elegibles al pago del cargo de capacidad las plantas térmicas a gas requieren asegurar primero capacidad firme de transporte consistente con su generación máxima. Sin embargo, debido a la coyuntura actual, es probable que un porcentaje cada vez menor de la capacidad térmica a gas sea remunerado con el cargo de capacidad. Como resultado, las plantas térmicas adquieren el compromiso financiero de los contratos de transporte y suministro, pero su remuneración por concepto del cargo de capacidad es incierta para los próximos años. No obstante, la

mayor parte de las plantas térmicas del interior optaron en 1998 por aumentar la capacidad firme contratada.

99. El proceso de disputa de capacidad transitoria, que condujo Ecogas a finales de 1998, resultó en contratos "pague lo contratado" por una porción muy alta de la capacidad máxima requerida para la mayoría de las plantas térmicas del interior¹⁶. Estos compromisos representan un costo fijo adicional importante para plantas que tienen poca probabilidad de ser despachadas en los próximos 5 años (ver Tabla 5). Las razones para esta decisión aparentemente contradictoria son varias: asegurar la elegibilidad para el cargo de capacidad, mantener el suministro de gas puesto en Barranca a un precio favorable igual al precio de paridad de Opón, asegurar acceso a tramos que se pueden convertir en cuellos de botella (temor a restricción transporte?) y cumplir con requisitos de las entidades financiadoras de los proyectos.

Tabla 5

Planta	Consumo gas-max KPCD	Cap. contr. kpcd		Contrato Firme		
		en firme	garant.	% cons. max	Costo Anual US\$M	% inv
TermoSierra	72,254	60,000		83%	5.1	3.8%
TermoCentro	48,169	48,000		100%	3.0	3.3%
TermoDorada	12,407	12,400		100%	1.6	6.9%
Merielectrica	38,536	35,856		93%	0.3	0.5%
Termovalle	36,213	500	35,500	1%	1.2	0.9%
TermoEmcali	40,944	27,300		67%	7.0	4.5%

100. Los contratos de transporte firmados con las térmicas del interior, a más de 15 años, y con garantía de capacidad cercana a la capacidad máxima requerida, se está convirtiendo en una barrera para el acceso a la red de transporte por parte de otros remitentes. Efectivamente, las plantas térmicas tienen reservada un 80% de la capacidad del tramo Barranca-Vasconia, el cual ya está sobrecontratado. El resultado final son tramos bloqueados para atender nuevas demandas, pero con alta probabilidad de estar desocupados durante los próximos 5 años. Esta situación llevaría a que Ecogas amplíe la capacidad de gasoductos que probablemente no se justificaría si se optimiza el uso de los mismos. En conclusión, los contratos de transporte firme a largo plazo firmados con las plantas térmicas son onerosos para estas plantas, limitan el acceso a capacidad primaria por nuevos remitentes en el interior y pueden inducir ampliaciones no justificables de los gasoductos.

101. El problema básico que se enfrenta son las fluctuaciones pronunciadas y aleatorias

¹⁶ Termovalle logró negociar un contrato de transporte con el cual garantiza la capacidad requerida, con un compromiso pague lo contratado de solamente 1% y el pago de una prima de disponibilidad. Cuando fue firmado en 1997, con expectativas de generación térmica altas, el contrato se consideraba oneroso pues suponía el pago de una prima fija además del pago normal de capacidad y volumen. Ahora, con perspectivas de generación muy bajas, el contrato se ha convertido en un modelo deseable para todas las térmicas del interior pues permite garantizar una capacidad que costaría US\$9.2 millones por año bajo la modalidad de contrato firme, con el pago de una prima de solamente \$1.4 millones anuales.

en la demanda de gas para generación eléctrica y una aparente aversión al riesgo por parte de los generadores térmicos. Parte de la solución consiste en analizar opciones que permitan suavizar el impacto de los picos de generación de las térmicas sobre la red de transporte de gas, tales como el uso de combustibles sustitutos, el almacenamiento de gas y la diversidad de carga. Al respecto, se observa lo siguiente:

- a) las turbinas a gas instaladas en el interior utilizan y liberan la capacidad de transporte en forma simultánea en los casos extremos de periodos de alta o baja generación hidroeléctrica;
- b) las turbinas a gas en el interior en general tienen la capacidad de utilizar combustibles alternos (diesel o jet A) solamente por periodos menores a una semana. Además de su alto costo, la operación por periodos mayores representa problemas logísticos complicados de suministro de combustible e inquietudes técnicas sobre posibles daños a las turbinas por mala calidad del combustible;
- c) no se ha demostrado la factibilidad de grandes almacenamientos de gas que permitan suavizar fluctuaciones de demanda estacionales tan grandes como las que se presentan en el interior, equivalentes al 70% del consumo promedio esperado de gas;
- d) el consumo de gas en la industria es en general pequeño comparado con el consumo para generación eléctrica y actualmente tiene una capacidad de sustitución pequeña, a excepción de la refinería, Termobarranca y la industria cemento, los cuales cuentan con sistemas duales de suministro de combustibles (estimada en cerca de 80 MPCD). En un futuro la situación puede mejorar cuando entre en vigencia en el año 2001 las restricciones al uso del crudo de Castilla y se abra un mercado potencial para el gas de 100 MPCD.

102. Por lo tanto, a corto plazo hay algunas posibilidades en el interior de desarrollar un mercado secundario de capacidad de transporte asociado con el gasoducto Ballena-Barranca. Los generadores térmicos del interior podrían mantener contratos de capacidad firme y vender, a grandes consumidores con sustitutos, capacidad secundaria en la forma de contratos interrumpibles por el vendedor. De esta forma, los generadores mantienen la prioridad de acceso a tramos congestionados en el caso que se requiera su generación plena en el mercado eléctrico. Sin embargo, lo que sucede actualmente es que Ecopetrol internaliza la optimización del uso del gasoducto Ballena-Barranca, como dueño de la refinería y Termobarranca, principal remitente de ese gasoducto, contratante del BOMT de Centragas y comercializador del gas suministrado a las térmicas en Barranca. Puesto que Ecopetrol tiene interés en transferir a Ballena el punto de suministro de gas a las térmicas, sería posible hacer mas transparente la contratación de la capacidad de transporte en ese gasoducto y aplicar instrumentos de mercado para optimizar su uso.

103. La otra parte de la solución al problema es un manejo adecuado del riesgo de las restricciones de transporte. Las plantas térmicas, responsables por las fluctuaciones en el volumen transportado, deberían evaluar la prima de riesgo que están dispuestos a pagar por asegurar capacidad firme de transporte, incluyendo la duración de los contratos. La realidad es que las plantas térmicas a gas son responsables por buena parte de los costos de inversión de los gasoductos, dado que su demanda pico define el dimensionamiento de los mismos. En la medida que las tarifas de transporte reflejen ese costo, las térmicas reciben la señal correcta sobre el costo de reservar capacidad firme. Además, cada planta térmica

conoce el costo de oportunidad de la capacidad reservada, basado en su estrategia de participación en el mercado de energía eléctrica. Por lo tanto, pueden manejar el riesgo por medio de un portafolio de contratos firmes e interrumpibles con diferentes plazos, suministro de combustibles alternos y ventas de capacidad en el mercado secundario.

104. Otra posibilidad es la sobrecontratación de la capacidad de gasoductos por parte del transportista. Los contratos de transporte firme con plantas térmicas establecen penalizaciones para el transportador, en caso de no tener disponible la capacidad firme contratada, equivalentes al costo de oportunidad del generador. Para industria y empresas distribuidoras, los contratos refieren las penalizaciones a lo que disponga el reglamento único de transporte. En la medida que las penalizaciones reflejen el costo de las restricciones del transporte, el transportador podría establecer en forma eficiente el nivel óptimo de sobrecontratación de capacidad firme, teniendo en cuenta las probabilidades de uso coincidente de la capacidad reservada y el costo de las penalizaciones.

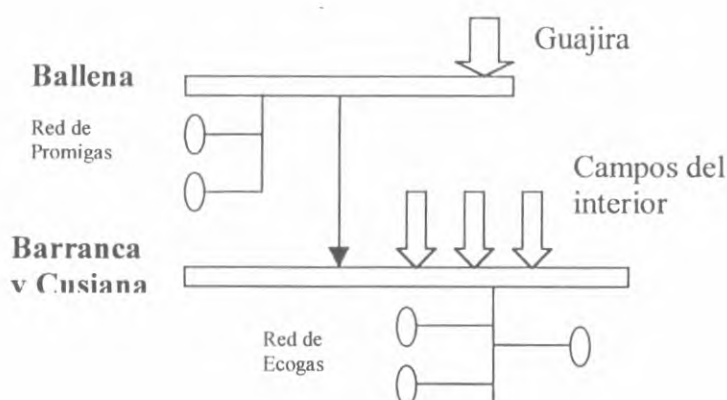
105. Este enfoque podría ser apropiado para un esquema de *common carriage* donde el transportador es responsable por la planeación y expansión de la red de transporte. Sin embargo, bajo un esquema de *contract carriage*, el transportador debería ofrecer como capacidad primaria firme solamente la capacidad máxima de los gasoductos y ofrecer diferentes modalidades de contratos interrumpibles de capacidad primaria para obtener una mejor utilización del gasoducto. Los remitentes que reserven capacidad primaria se encargarían de optimizar el uso del gasoducto liberando parcialmente capacidad en el mercado secundario, con el cual los nuevos remitentes tendrán la opción de contratar capacidad secundaria o solicitar a los transportadores ampliaciones de la red.

IV. Desarrollos recientes en la regulación de gas natural

A. Comercialización y precios al productor

106. Los consultores de la CREG en las áreas de precios al productor y transporte por gasoductos¹⁷ propusieron un esquema de regulación de precios que se sintetiza en la Figura 2. Este busca unificar la regulación de precios alrededor de un nodo virtual para la negociación del gas por los productores, localizado en Ballena o en Barranca - Cusiana. El precio máximo para el nodo Barranca-Cusiana se fijaría en 1.38 US\$/kpc y para Ballena sería la diferencia entre este precio y el cargo de transporte del tramo Ballena-Barranca. El precio máximo corresponde a un tipo de contrato en que el productor asume todo el riesgo de mercado y sería indexado con base a la fórmula Nymex establecida en la Resolución 057/96. El esquema se aplicaría en el período de transición a la desregulación de precios en el 2005 con un mercado nacional de gas unificado.

Figura 2



107. La propuesta es consistente con el esquema de regulación de precios de transporte propuesto por los consultores, el cual concibe dos mercados, el de la costa y el del interior, separados por un gasoducto congestionado (Ballena-Barranca). Los campos del interior inyectan gas al nodo Barranca-Cusiana a un costo cero, mientras que los campos de la Costa pagan el costo de transporte Ballena-Barranca.

108. El precio máximo se calculó como el precio de equilibrio entre las curvas de oferta y demanda, la primera estimada a partir del cálculo del costo incremental promedio de largo plazo para cada campo a una tasa de descuento de 14%, incluyendo a Cusiana-Cupiagua, Guajira, Piedemonte y cinco campos representativos de los probables resultados

¹⁷ "Asesoría para la revisión Regulatoria de precios de gas en Boca de Pozo", Félix Betancur, Manuel Ramírez. Informe Final Componentes 1 y 2. Mayo 31 de 1999; "Asesoría para el estudio de los cargos de transporte de gas", Estudios Energéticos Ltda., Informe Final. Junio 22 de 1999.

de las nuevas exploraciones en curso, pero asumiendo que el campo de Cusiana atiende el crecimiento incremental de la demanda. La curva de demanda fue construida tomando un ordenamiento de valores *netback* por sectores, como aproximación del precio máximo que permitiría al gas ser competitivo respecto de otros energéticos. Los valores *netback* se refieren al nodo Barranca. Estos valores toman en cuenta el precio de los sustitutos, las diferencias de eficiencia en equipos, costos operativos, inversión en equipos para conversión, costos operativos y de mantenimiento e inventarios.

109. La propuesta tiene el inconveniente que la regulación con base en precio máximo es dependiente de los estimativos que se realizan para el cálculo del precio de referencia, de los supuestos del modelo que se utilizó y del insumo de datos básicos que alimentaron los cálculos. Así, si el cálculo fue el correcto y tomó en cuenta múltiples contingencias respecto del comportamiento de la oferta y la demanda en el horizonte de análisis, eventualmente, el precio coincidiría con lo que el mercado podría dar como resultado. Pero si no lo fue o la realidad sobrepasó las expectativas y sin que fuese falla necesaria del que hizo los estimativos, un precio mal definido sería altamente inconveniente, como lo fueron en el pasado los intentos de “adivinar” cuál precio reflejaría precios de mercado.

110. Siguiendo el espíritu de la propuesta de los consultores, podrían evaluarse algunas variaciones a la misma, en un contexto de transición al 2005. La propuesta es orientar la regulación de precios de tal manera que permita a mediano plazo la conformación de un verdadero mercado, principalmente en el Interior del país. La lógica detrás de la alternativas que se explican a continuación es la de permitir que el campo Cusiana/Cupiagua entre a abastecer la demanda del Interior como resultado de decisiones del mercado y no como el producto de una decisión administrativa. Y esto implicaría desregular el precio del gas en el mercado del Interior, pero simultáneamente mantener la regulación del campo Guajira en la forma que se explica más adelante.

111. La propuesta de desregular el campo Cusiana/Cupiagua se basa, paradójicamente, en que éste es un campo de alto costo. El campo, por ser gas asociado a petróleo depende críticamente del tratamiento para separación de líquidos y otros hidrocarburos. La instalación de una planta de tratamiento supone una comisión fija que paga el productor al dueño del proyecto; estos costos serían más favorables si aumenta la escala de la planta de procesamiento.¹⁸ Finalmente, la competencia relativa de los dos campos en el mercado del Interior, dadas unas tarifas razonables de transporte del Interior a Cusiana, se definiría según la combinación precios, tratamiento y transporte, para el caso de gas de Casanare, precios y ampliación Ballena/Barranca para el caso de Guajira. De acuerdo con los valores estimados para ciertos proyectos y combustibles en el interior del país, la disputa del mercado con los combustibles alternos tiene márgenes estrechos para algunos combustibles. Esta disputa depende críticamente de la asignación de los márgenes entre la distribución y el transporte vis a vis los del productor.

112. Se propone entonces, desregular el precio para todos los suministros que se contraten en el nodo Barranca- Cusiana, el cual sería considerado un centro de mercado y de transacción no obligatoria de contratos. La desregulación que se propone se basa en el

¹⁸ CFR. Betancur y Ramírez. Informe sobre los Costos de Tratamiento. Abril de 1999

netback que tendría el productor y que dada la necesidad de continuar regulando la distribución y el transporte en el Interior, no permitiría a éstos productores abuso de posición dominante. Sería, desde éste punto de vista, una competencia gas-substitutos. Igualmente, puede darse espacio a la competencia gas-gas con Guajira entrando al mercado interno a disputar el mercado con los suministros provenientes de Casanare. La restricción de transporte Ballena / Barranca le exigiría bajar el precio al cual puede ofrecer Guajira en el mercado del Interior, si quiere competir con Cusiana/Cupiagua.

113. La desregulación del precio del gas en el nodo Barranca-Cusiana sería simultánea con la continuación de la regulación del precio del gas de la Guajira, la cual es todavía necesaria para prevenir discriminación hacia el consumidor de la Costa Atlántica y dado el margen de renta que le permite al productor de bajo costo manejar la negociación de sus suministros con consumidores cautivos, aún existiendo sustitutos para algunos de ellos. Para evitar los problemas señalados arriba sobre la regulación del precio máximo, se puede regular el precio en el nodo Guajira mediante la definición de una banda de precios. Los límites superior e inferior de la banda serían definidos de tal manera que no se constituyan en “el” precio de referencia y den espacio a una posible negociación dentro de los límites establecidos por la banda. Esta propuesta presenta algunas ventajas.

- Es una alternativa que refleja un consenso de la industria frente al tema de la regulación de precios. A raíz del debate que surgió con la expedición de la Resolución 002/99, ésta propuesta fue dada a conocer por Naturgas como propuesta de consenso para salir del “impasse” que creó la entrada de la Texas en la comercialización directa del gas en el mercado de la Costa Atlántica.
- Esta adhesión de la industria a la fórmula es útil para dar cuenta de un problema de credibilidad frente a los acuerdos previos definidos por la regulación: la entrada en vigencia en el 2000 de la fórmula NYMEX para los campos localizados en la Costa Atlántica
- Refuerza el concepto “negociación” de precios y facilita fórmulas contractuales, por ejemplo, basadas en interrumpibilidad por el vendedor, prima por disponibilidad, modalidades “swap”, contratos de corto plazo, etc. Al introducir flexibilidad da más viabilidad al mercado secundario. Ratificaría, por lo tanto, el Artículo 4º. de la Resolución 009/99, abriendo el espacio a la negociación libre de precios.
- Esta flexibilidad depende fundamentalmente de los rangos máximo y mínimo de la banda y del nivel de riesgo que estaría asociado a los límites de la misma. Con el fin de evitar que los productores se “peguen” al techo de la banda o los consumidores al “piso”, conviene hacerla lo suficientemente amplia, de tal manera que proteja pero no inflexibilice la negociación y permita dar permanencia al esquema durante la transición al 2005.
- La franja de precios, unida a la desregulación en Barranca, permitiría dar señales a la entrada de nuevos campos o la necesidad de ampliaciones en la capacidad de transporte sin caer en las dificultades que plantea la influencia sobre el precio máximo la existencia de flujos predeterminados. Facilitaría la conformación de mercados.
- Esta propuesta sería complementada con la introducción simultánea de mecanismos institucionales y contractuales para mitigar poder de mercado.

1. Bases conceptuales de las resoluciones de la Creg

114. La Comisión no acogió la propuesta de sus consultores ni las recomendaciones indicadas arriba y presentó a consideración de la industria la resolución Creg-055/99, la cual mantiene la regulación de precios máximos por campo y se justifica en un análisis conceptual que se resume en el Cuadro 1¹⁹. Con el fin de comprender muchas de las propuestas de cambio regulatorio contenidas en la Resolución 055/99, se analizan a continuación algunos de los elementos que constituye la base de su análisis.

Cuadro 1

Bases conceptuales de la Resolución 055/99

Premisa 1: El precio del gas no es fácilmente observable y es tarea del regulador encontrar el precio óptimo económico

- el gas es un bien con pocas posibilidades de ser transable y no existe un mercado mundial de gas, dados los altos costos de transporte. Por lo tanto, el precio internacional no refleja el valor económico del bien de manera independiente de la oferta y demanda doméstica;
- el precio de los sustitutos inmediatos no es referencia por la existencia de distorsiones de precio o por la ausencia de mercados competitivos de sustitutos;
- es un recurso agotable, con oferta no competitiva;
- la metodología de estimación del precio que se refleja en la Resolución 055/99 está basada en los costos de oportunidad tanto del gas libre como del asociado y da una señal económica, eficiente y justa.

Premisa 2: Existe poder de mercado espacial

- la competencia en gas es "asimilable a un modelo de competencia espacial donde, dado que los pozos no pueden trasladarse, existe poder de mercado espacial".
- existen monopolios regionales ya que no se pueden reubicar los pozos productivos; no es viable la competencia entre pozos, principalmente entre dos productores como Cusiana /Cupiagua y la Guajira
- el mercado natural de Cusiana es el interior hasta Vasconia mientras que el de Ballenas es la Costa Atlántica y el Interior sin incluir congestión en el gasoducto Ballenas- Barranca

Premisa 3: El principal objetivo regulatorio debe ser la protección del usuario

- una buena guía para la labor del regulador es el benchmark de competencia perfecta: precio = costo marginal, en presencia de costos crecientes. Es decir, el precio debe responder a una señal económica o de costo de oportunidad. El objetivo regulatorio es el de diseñar una señal económica, eficiente que incorpore condiciones de escasez presente y futura, la cual se constituye en el mejor fomento de la competencia
- la protección del usuario como premisa básica se garantiza fomentando la competencia, aumentando el número de pozos en producción o aumentando el número de empresas con intereses en producción.

¹⁹ Documento CREG No. 114, noviembre 6 de 1999.

El precio del gas no es fácilmente observable y es tarea del regulador encontrar el precio óptimo económico

115. Esta premisa sustenta que es necesaria la intervención del regulador para definir el(los) precio(s) relevante(s) para el mercado. La Creg dice, además, que dadas las restricciones de transporte no existen mercados internacionales y por lo tanto, el precio internacional no refleja el valor económico del bien de manera independiente de la oferta y demanda doméstica. Adicionalmente, el precio de los sustitutos inmediatos no es referencia por la existencia de distorsiones de precio o por la ausencia de mercados competitivos de sustitutos. Finalmente, el gas es un recurso agotable, con oferta no competitiva. Por lo tanto, la metodología de estimación del precio que se refleja en la Resolución 055/99 está basada en “los costos de oportunidad tanto del gas libre como del asociado y da una señal económica, eficiente y justa”.

116. En nuestro concepto, si existe un mercado internacional y el precio es observable. La evidencia empírica inmediata no parece apoyar la primera premisa de la Comisión. El comercio internacional de gas representa casi una cuarta parte de la producción mundial en 1998 (23%). Rusia, Estados Unidos y Canadá son los mayores productores con el 56% de la producción mundial; Rusia, Canadá, Malasia, Indonesia, Australia y Argelia concentran el 77% de las exportaciones totales, siendo Estados Unidos, Japón y Alemania los mayores importadores individuales mientras el conjunto de Europa continental concentra el 50% de las importaciones totales. En su conjunto estos países comprenden el 83% del comercio de importación de gas natural.

117. Por otra parte, el precio de los sustitutos inmediatos si es referencia y muy importante para los comercializadores, los productores, los transportadores y los distribuidores. Este precio determina el precio máximo que es viable desde el punto de vista de la demanda por gas en competencia con combustibles sustitutos. Es correcta la aseveración de la Creg de que existen distorsiones en el precio de sustitutos, pero estas distorsiones no son obstáculo para que el análisis del *netback* contribuya a definir una estrategia de regulación de precios al productor. Es cierto y es ampliamente reconocido en el mercado, que existen subsidios implícitos en el precio del GLP; que el crudo de Castilla, altamente contaminante, basa sus bajos precios en la laxitud de la regulación ambiental, en la fuerza de presión que tradicionalmente ha ejercido la industria usuaria del combustible para impedir modificaciones en éstos estándares ambientales y en la demora de Ecopetrol de encontrarle un uso alternativo a éste crudo.

118. Es posible, pese a estas distorsiones o precisamente dando cuenta de las mismas, realizar evaluaciones indicativas de los precios a los cuales es viable la sustitución de combustibles más costosos por gas.²⁰ De acuerdo con ésta metodología, el valor *netback* o residuo al productor, permite una aproximación al precio máximo al cual el productor o comercializador puede colocar el gas bien sea al usuario final, en “city gate” o en campo de

²⁰ Houston & Associates analizaron para Colombia una serie de proyectos de sustitución de GLP, diesel, electricidad, gasolina, carbón, fuel oil, etc. en la industria, sector transporte, comercio y sector residencial. “Regulated Maximum-Allowable Wellhead and City gate Prices for new gas production in Colombia”, CREG, 1995. Félix Betancur Aduen y Manuel Ramírez actualizaron precios, contenidos calóricos y costos de capital y operación. “Asesoría para la revisión regulatoria de precios de gas en boca de pozo”. CREG, 1999.

producción. Este precio permite evaluar la competitividad relativa del gas frente a los combustibles alternativos, tomando en cuenta los costos implícitos de distribución y transporte y los valores máximos a los cuales el productor puede colocar el gas.

119. La Tabla 6 contiene una lista de algunos proyectos que son viables como proyectos de sustitución y que se encuentran en el límite de valores sustituibles. Los colores verde, amarillo y rojo indican cuales proyectos son viables, relativamente viables o inviables, respectivamente.

Tabla 6

Competitividad del gas frente a sustitutos									
Dt anterior a dic/99									
Ciudad	Sustituto - Proyecto	Netback Usuario Us\$/mbtu	Netback City-Gate Us\$/mbtu	Dt aprox	Dt / Netback usuario	80% DT/netback usuario	Nuevo Netback City-Gate Us\$/mbtu		
Bogotá	Gas Natural Vehicular	5,59	2,18	3,41	0,61	0,49	2,86		
	GLP- Diesel Industria (cemento- alimentos)	5,93	2,60				0,58	0,46	3,20
	Calderas Industriales Diesel	6,55	3,14				0,52	0,42	3,82
	Residencial GLP Est 2	5,19	1,78				0,66	0,53	2,46
	Residencial Electricidad Est 2	6,23	2,80				0,55	0,44	3,50
Cali	Gas Natural Vehicular	5,59	2,37	3,22	0,58	0,46	3,01		
	GLP- Diesel Industria (cemento)	2,46	2,46						2,46
	Residencial GLP Est 2	3,43	0,21				0,94	0,75	0,85
	Residencial Electricidad Est 2	4,88	1,65				0,66	0,53	2,30
Medellin	GLP- Diesel Industria (cemento)	2,29	2,29	3,16	0,66	0,53	2,29		
	Gas Natural Vehicular	5,59	2,43				0,57	0,45	3,06
	Residencial GLP Est 2	5,32	2,13				0,59	0,48	2,79
	Residencial Electricidad Est 2	4,81	1,65				0,66	0,53	2,28

120. Esta sensibilidad del *netback* al productor respecto de los márgenes de la cadena intermedia de distribución y transporte, permite contar con rangos de precios mínimos de referencia y pueden ser un soporte importante para el análisis de las opciones de regulación del precio al productor, lo cual se propone más adelante. Esta metodología es especialmente relevante para evaluar mercados en desarrollo como es el caso del mercado del interior. Adicionalmente, las cifras de precios máximos al productor permiten evaluar la

competitividad relativa de los campos, en relación con sus costos propios de producción y tratamiento y tomando como referencia los costos de transporte y distribución en los centros de consumo.

121. Tal como analiza la Creg, el mercado colombiano de gas es un mercado altamente monopolizado: existen restricciones y ausencia de diversificación de agentes desde el punto de vista de la oferta y la comercialización del combustible; las empresas de distribución mantienen mercados cautivos; los altos costos financieros que implicó el financiamiento de la red de transporte del interior determinan tarifas en algunos casos prohibitivas (Ejemplo, Mariquita-Cali). Las restricciones propias de un mercado altamente concentrado determinan que cada uno de los agentes busquen ante todo apropiarse de porciones sustanciales de la renta disponible, ellos sí basados en el cálculo del *netback* de sustitución.

122. Para el agente están disponibles dos instrumentos para este efecto: a) la *discriminación de precios* según el uso y el proyecto de sustitución; es decir, el precio que se ofrece al usuario que sustituye se coloca automáticamente e individualmente, según el proyecto de sustitución de que se trate, en el nivel del precio de sustitución; b) la asignación de renta entre actores de la cadena será directamente proporcional a la rentabilidad *que el regulador asigne* a cada uno de los tramos intermedios de la cadena (el transporte y la distribución). En éste último caso, la capacidad de “lobby” e influencia ante el regulador es crítica para la distribución de la renta o del *netback* entre los diferentes agentes (productores, transportadores, comercializadores, distribuidores).

123. En mercados maduros y altamente competitivos, este precio máximo de referencia al productor deja de ser relevante en la medida en que la competencia entre fuentes de suministro y entre comercializadores elimina la capacidad para discriminar precios según proyecto y según uso final. Es decir, disminuyen las oportunidades para ejercer poder de mercado. Correlativamente, en una situación competitiva *si se beneficia directamente el usuario con precios competitivos en la medida en que puede escoger la fuente de suministro o su comercializador*. En una situación como la actual del mercado colombiano de gas y dado que el pequeño consumidor es un usuario cautivo, no serán éstos los que finalmente se beneficiarán del objetivo altruista de la Creg mencionado arriba: “beneficiar al usuario”. Quienes se apropian de la renta son los intermediarios en la cadena de comercialización o los grandes usuarios con capacidad negociadora, cuando logran bajar el precio del suministro.

124. La Creg se basa en una metodología de costo de oportunidad para “fijar el precio máximo al productor”. En el caso de Cusiana el costo de oportunidad del gas es, según la Comisión, el valor del crudo perdido más el costo medio de tratamiento menos el valor de los líquidos recuperados en el tratamiento. La Creg le asigna a Cusiana – Cupiagua un costo de oportunidad a Cusiana de US\$1.06 después de tratamiento. Al fijar el precio máximo, el Regulador se convierte en el administrador supremo del mercado y realiza, en nombre de los agentes y del mercado –pero sin su consentimiento–, un ejercicio juicioso de distribución de la renta a lo largo de la cadena de distribución, transporte y producción que como dijimos no beneficia al pequeño consumidor de gas sino a la cadena intermediaria del transporte y la distribución y a los grandes consumidores con poder de negociación, tales como los generadores térmicos.

125. Alternativamente, el productor, ante precios que no hacen atractiva su entrada en el mercado, podría optar por restringir la oferta, redireccionarla hacia mercados más rentables (i.e. mercado de exportación) o colocar a Ecopetrol como el intermediario que asume la diferencia entre lo que el regulador permite para comercializar el gas en el mercado doméstico y lo que el asociado considera es un precio “razonable”.

126. La presencia de Ecopetrol como comercializador de carácter público es un factor adicional que hay que tomar en cuenta en este el proceso regulatorio de asignación de la renta disponible. Si el regulador se empeña en mantener “precios bajos”, en extraer toda la renta de manos del productor y transferirla “downstream”, confiado en su visión del mercado, no debe dejar de considerar que la cadena de distribución y transporte la controlan mayoritariamente agentes privados; por lo tanto, cualquier “déficit” en el residuo del *netback* al productor lo asumen bien sea Ecopetrol o el transportador público (Ecogas). Para no hablar de las señales de mediano y largo plazo que proporcionan estos precios para los empeños de explorar y encontrar más gas.

Mercado espacial

127. En su análisis, la Creg llega a las siguientes conclusiones:

- a) la competencia en gas es “asimilable a un modelo de competencia espacial donde, dado que los pozos no pueden trasladarse, existe poder de mercado espacial”.
- b) existen monopolios regionales ya que no se pueden reubicar los pozos productivos; no es viable la competencia entre pozos, principalmente entre dos productores como Cusiana /Cupiagua y la Guajira
- c) el mercado natural de Cusiana es el interior hasta Vasconia mientras que el de Ballena es la Costa Atlántica y el interior sin incluir congestión en el gasoducto Ballena-Barranca

128. Las conclusiones del análisis se basan en un modelo simple de diferenciación de precios horizontal que supone que los costos de transporte son función de la distancia. En el caso de dos pozos, existe un punto de equilibrio intermedio en el gasoducto que los une donde los dos pozos pueden competir, el cual está determinado por los costos de transporte y el diferencial de costos de producción de los dos campos. Por fuera de este punto de equilibrio hay una renta para el campo mas cercano al punto que se esté considerando. Al aplicar el modelo de Hotelling para competencia espacial se llega a la conclusión que en el caso colombiano, basados en las tarifas de transporte aprobadas por la Creg, el punto de equilibrio entre Ballena y Cusiana es el nodo Vasconia. El documento observa que el poder de monopolio se ve restringido por la presencia de otro pozo, pero que el monopolio regional se sigue ejerciendo en la vecindad del pozo.

129. Los resultados y conclusiones son incontrovertibles: necesariamente va a existir un monopolio regional a menos que los costos de transporte fueran cero y que no exista un diferencial de costo de producción entre pozos. Sin embargo, lo importante es analizar hasta que punto el monopolio se ve restringido por la presencia del otros pozos, esto es, hasta que punto la competencia entre fuentes de suministro reduce la capacidad de

discriminar precios según proyecto y usuario. En particular, hasta que punto el precio de gas en Ballena (el campo de bajo costo) reduce la capacidad que tiene Cusiana (el campo de alto costo) de discriminar precios en su zona de influencia. Para realizar este análisis, un factor crítico a considerar es el esquema de cargos de transporte por el uso de la red de gasoductos.

Cuadro 2

130. Los asesores analizaron en detalle diferentes esquemas de cargos de transporte y su impacto sobre la competitividad de los pozos y el desarrollo del mercado. El análisis se basó en principios elementales de diseño de tarifas eficientes de transporte (ver Cuadro 2) y en el hecho que el mercado de gas en Colombia está compuesto por dos grandes áreas, la Costa Atlántica y el interior, cada una con una red de gasoductos que permite atender la demanda sin mayores restricciones, conectadas por un gasoducto con probabilidad alta de congestionarse. Al contar con una red bien desarrollada en el interior, los costos incrementales de transporte en el interior son muy bajos, sustancialmente menores a los costos medios. Desde el punto de vista económico se justifica adoptar esquemas de cargos de transporte que no resultan en diferencias importantes en el costo variable de transporte entre los diferentes puntos de la red del interior, lo cual facilita la creación de un gran centro de mercado en el interior y limita la creación de un monopolio regional en la vecindad del campo de Cusiana.

Criterios básicos para el diseño de cargos eficientes de transporte

Como principio general, el esquema de cargos de transporte debe facilitar el desarrollo del mercado del gas, dar señales de precios de transporte que incentiven la utilización y expansión eficientes de la red de gasoductos y remunerar los costos de inversión, operación y mantenimiento reconocidos por el regulador. Idealmente, para cumplir estos objetivos, los cargos de transporte deberían reflejar los costos marginales de corto plazo, esto es, los costos variables de operación, incluyendo pérdidas, mas los costos de congestión (la diferencia entre los precios del gas en los mercados separados por el gasoducto congestionado). Este esquema ideal resultaría en una utilización y expansión óptima de la red. Los tramos menos congestionados tendrían cargos variables muy bajos, induciendo su uso y facilitando la creación de un centro de mercado para transacciones de gas. Los gasoductos congestionados tendrían un costo de transporte muy alto que llevaría eventualmente a la segmentación de mercados con precios diferentes, lo que da incentivos para ampliar el gasoducto congestionado. Sin embargo, los ingresos para el transportador resultantes de la aplicación de este esquema ideal sería insuficiente para cubrir sus costos. Por lo tanto, se introducen cargos adicionales que permitan recuperar costos hundidos, pero que no distorsionen las señales eficientes de precios.

131. Sin embargo, como se explica mas adelante, la Creg adoptó un esquema de cargos de transporte por tramos entre Barranca y Cusiana, basado en los costos medios de cada tramo y con posibilidad de variabilizar los costos fijos, el cual facilita la creación de un monopolio regional en la vecindad de Cusiana, que se puede extender hasta Vasconia (o a otro punto de la red dependiendo de los cargos definitivos que apruebe la Creg y del diferencial de costos de producción entre campos). Se concluye, por lo tanto, que el posible poder de mercado espacial de Cusiana es fruto del esquema de cargos adoptado por la Creg y no es el resultado de la estructura de costos de transporte. Los cargos por distancia no

reflejan los costos de una red de transporte ya construida y que en buena parte está subutilizada.

132. Por otra parte, el análisis anterior de poder mercado espacial se basa en una visión estática de los cargos de transporte que ignora la flexibilidad que le otorga la regulación al transportador para aplicar los cargos máximos de capacidad firme. En efecto, el transportador tiene incentivos para descontar los cargos máximos y aumentar el volumen transportado en gasoductos subutilizados, puede establecer libremente los cargos de transporte interrumpible, debe asignar la capacidad firme en tramos congestionados mediante un mecanismo de subasta y puede establecer libremente el precio para la capacidad firme a corto plazo. Además, existe la posibilidad de un mercado secundario de capacidad. Por lo tanto, el punto de equilibrio donde compiten los pozos es movable²¹.

El principal objetivo de la regulación debe ser la protección del usuario

133. Ya se ha analizado extensamente en párrafos anteriores algunos elementos que son básicamente pesimistas frente esta aserción. La Creg ha señalado que la protección del usuario como premisa básica se garantiza con varias acciones:

- a) fomentando la competencia, con lo cual hay plena coincidencia;
- b) aumentando el número de pozos en producción, lo cual no necesariamente aumenta la competencia por las razones que se adujeron arriba respecto del Contrato de Asociación;
- c) aumentando el número de empresas con intereses en producción: tampoco promueve necesariamente la competencia por las mismas razones relativas al Contrato de Asociación; y
- d) finalmente, nos asegura que mientras no existan condiciones que garanticen la competencia no se debe liberar el precio del gas y por lo tanto, el objetivo regulatorio es el de diseñar una señal económica, eficiente y justa que incorpore condiciones de escasez presente y futura, la cual se constituye en el mejor fomento de la competencia. Aquí tampoco hay coincidencia. Una regulación de precios equivocada puede constituirse en un serio obstáculo a la entrada de nuevos comercializadores. En la segunda parte de este capítulo se desarrolla una propuesta alternativa de transición al 2005.

134. Uno de los objetivos primarios de la regulación es la protección del usuario en casos donde la existencia de monopolios naturales crea espacio para abusos de posición dominante. Pero no es el único objetivo y es discutible establecer que es el primario. En situaciones donde los monopolios no son naturales y son, por ejemplo, producto de protección legal, la labor del regulador se orienta más a crear condiciones de competencia, competitividad y reducción de barreras artificiales a la misma.

²¹ Por ejemplo, actualmente Ecopetrol vende gas de la Guajira colocado en Barranca a un precio menor que el que resulta de sumar el precio regulado de Guajira mas el cargo máximo de transporte aprobado para Ballena-Barranca. El cargo implícito de transporte es mucho menor que el cargo regulado.

135. En general, el objetivo principal de la regulación económica es el de establecer reglas de juego claras para todos los actores, incluyendo el usuario, donde se establezcan explícitamente los derechos y obligaciones de las partes. El regulador debe ser ante todo neutral y al establecer normativas claras, sencillas y transparentes debe igualmente respetar sus propias reglas de juego y promover un proceso participativo de consulta de sus decisiones. También debe resistir la tentación de administrar el mercado, intervenir discrecional, casuística y puntualmente cada vez que se presenta la ocasión. Uno pensaría que si las reglas son sencillas y bien diseñadas tienen una permanencia larga en el tiempo y no se requiere del concurso diario del regulador para modificarlas.

2. **Análisis de la resolución 055/99**

136. De manera general puede decirse que la resolución 055/99 no corrige sino que agrava los problemas que viene presentando la regulación de precios al productor de gas. A continuación se resumen los puntos más relevantes:

- a) Preocupa la forma como la Creg viene modificado unilateralmente las reglas de juego para los productores de gas, elemento que ha sido motivo de gran incertidumbre para este sector y que le resta credibilidad al ejercicio regulatorio. La presente resolución, revisa nuevamente a la baja los precios máximos vigentes, desconociendo compromisos preexistentes ya acordados por la regulación. La Tabla 7 resume los precios anteriores, los vigentes y los propuestos basada en la selección de algunos contratos.
- b) Esta inestabilidad regulatoria compromete seriamente compromisos ya pactados por el país con los inversionistas y resta credibilidad a las promesas de liberar precios en el año 2005.
- c) Acentúa la segmentación de mercados y precios según el campo de producción, comprometiendo las oportunidades para crear un mercado de gas integrado a nivel nacional, fortaleciendo la dependencia del suministro nacional de un solo campo (Guajira), lo cual refuerza los problemas que vienen impidiendo el desarrollo de la comercialización del gas y su penetración en el mercado del interior.
- d) Aprueba una regulación rígida de precio máximo que reversa la libertad de negociación entre productores y grandes consumidores de gas aprobada recientemente en la Resolución 009/99. Introduce la regulación de modalidades contractuales (modalidad pague lo demandado y modalidad *take or pay*), comprometiendo la libertad comercial, como se discute mas adelante.
- e) Los niveles de precios aprobados comprometen el desarrollo a corto y mediano plazo de los desarrollos gasíferos del Piedemonte Llanero, en especial los campos de Cusiana y Cupiagua. Los niveles máximos de precios propuestos para el gas asociado proveniente de estos campos, no viabilizan la explotación a corto plazo de este gas y compromete el proyecto de la planta de tratamiento de gas de Cusiana por 120 Mpcd.²²

²² El precio máximo para la producción de 120 MPCD se estableció en US\$ 1.06 el cual cuestiona la licitación de la planta de tratamiento que vienen adelantando Ecopetrol y los asociados. El gas de Cusiana requiere de este tratamiento para ser comercializable. El precio de US\$ 1.06 no toma en cuenta el precio al cual los socios del campo venden el gas a inversionista en la planta de tratamiento (US\$ 1.24/mbtu). Este precio fue resultado de una negociación prolongada entre estos socios y recoge la rentabilidad que esperan los productores tomando en cuenta el costo de oportunidad del crudo que se sacrifica por extraer anticipadamente este gas.

- f) La propuesta de precio máximo escalonado para el gas de Cusiana además de inconveniente por las razones anotadas, contribuye a desestimular la entrada de nuevos comercializadores en el mercado nacional y consolida el predominio de Ecopetrol como suministrador único de gas al mercado. El gas de Cusiana - Cupiagua se requiere para abastecer el mercado antes del 2005, lo cual supone contar con los 120 mpcd de la planta de tratamiento. Si el proceso licitatorio fracasa, el tratamiento y la comercialización de éste gas tendría que hacerse por Ecopetrol a precios subsidiados, reforzando su predominio como comercializador.
- g) Mantiene la diferenciación de precios entre el gas libre y el gas asociado, en la medida en que establece diferencias en las fórmulas de precio máximo para uno y otro gas; propone diferentes fórmulas de actualización para el gas libre y el gas asociado y segmenta precios del gas asociado según el campo²³

Tabla 7

Impacto sobre precios gas entrada en troncal si se aplica la
Resolución CREG055/99

	Anterior	Actual	Res CREG 055/99
Precio gas colocado en Barranca para térmicas			
Res 061 Tierra firme	0,80	1,35	
Cargo conexión Opón	0,27	0,27	
Total	1,07 c/	1,62	1,00
Gas natural de Bogotá			
Gas de Cusiana	0,44	0,75 b/	0,44
Colocado en Barranca	1,07 c/	1,62	1,00
Distribuidoras de la Costa (colocado en Ballena)			
Res 039	0,77	1,18 a/	1,00
Gases de Occidente (Cali)			
Res 061 Tierra firme	0,80 c/	1,35	
Cargo conexión Opón	0,27	0,27	
Total	1,07	1,62	1,00

137. La Creg regula el precio máximo por unidad de volumen para la modalidad de contratos firmes de suministro sin compromiso de compra ("pague lo demandado"), los cuales trasladan todo el riesgo de demanda al productor. Bajo el enfoque adoptado por la Creg, el productor debe ofrecer descuentos para suministros firmes bajo la modalidad *take*

Aun cuando la resolución de la CREG elimina el precio máximo para niveles de producción superiores a 120 MPCD, no habría mercado a corto plazo para justificar la construcción inmediata de módulos adicionales de tratamiento.

²³ Propone un precio máximo para Cusiana y Cupiagua y otro para los campos de gas natural asociado distintos a Cusiana y Cupiagua. (Artículo 3. # b)

or pay, pues esta modalidad representa ingresos mas estables para el productor y reduce el riesgo de demanda que está asumiendo.

138. La Creg intenta desestimular el uso de contratos de suministro *take or pay* los cuales imponen una gran inflexibilidad y altos costos fijos especialmente a las plantas térmicas, grandes consumidores con fluctuaciones pronunciadas de la demanda y posibilidades limitadas de utilizar combustibles sustitutos. El uso de los contratos *take or pay* para una porción alta de la demanda máxima de la planta térmica causa distorsiones en los precios de la bolsa de electricidad y rigideces en el funcionamiento del mercado cuando el mercado secundario es limitado.

139. Sin embargo, el enfoque adoptado por la Creg se va al otro extremo, favoreciendo a las plantas térmicas, pero desestimulando el mercado secundario de suministro y la entrada de nuevos comercializadores de gas. En primer lugar, al establecer un precio máximo por unidad de volumen para un suministro firme “pague lo demandado” (que por definición no tiene compromiso de consumos mínimos) la Creg favorece a las plantas térmicas que tienen fluctuaciones de demanda mas pronunciadas y cuyos picos coinciden con los periodos de máxima exigencia de producción. En un mercado que funcione, la forma de garantizar este tipo de suministro firme es comprar en el mercado spot, pagando el precio que sea necesario para atender la demanda. Aun si se supone que no hay un mercado, como parece ser la premisa de la Creg, el precio medio sería una función del patrón de consumo del usuario y habría que establecer un precio máximo muy alto para estar seguro que los consumos con factores de carga muy bajos paguen los costos fijos que ocasionan.

140. En segundo lugar, el contrato firme “pague lo demandado” implicaría que el usuario tiene derecho del gas siempre y cuando lo utilice para usos propios²⁴, eliminando la posibilidad de un mercado secundario. En tercer lugar, lo mas probable es que las plantas térmicas con grandes fluctuaciones en su consumo escojan la modalidad de suministro firme “pague lo demandado”²⁵, marginándose del mercado secundario. Probablemente pocos comercializadores estarían dispuestos a asumir el riesgo de demanda de los térmicos y Ecopetrol mantendría su papel subsidiario como comercializador único que se encarga de estimar la demanda agregada y decidir la mejor forma de atenderla con las reservas existentes.

141. En un mercado de gas es posible que se desarrolle la modalidad contractual de suministro firme “pague lo demandado”, pero no necesariamente en la forma y a los precios máximos estipulados por la Creg. Probablemente, esta modalidad estaría condicionada al pago de una prima de disponibilidad que es función del suministro máximo contratado y del

²⁴ No tiene sentido, por ejemplo, que un usuario pueda contratar suministros firmes de un productor por la capacidad máxima de producción de un campo y se reserve el derecho de comercializar el gas que no utilice. En estas circunstancias, el productor no podría contratar en firme suministros adicionales del campo, a pesar que no tiene la certidumbre de poder vender el gas reservado, a menos que sobrecontrate la capacidad de producción y asuma el riesgo de pagar las penalizaciones pactadas por incumplimiento en el suministro de las cantidades firmes.

²⁵ A menos que el productor descuenta tanto el contrato *take or pay* que haga atractivo para la térmica contratar su demanda mínima bajo esta modalidad. Sin embargo, obligaría al productor a atender la demanda restante de la térmica, la cual es mucho más volátil y riesgosa, al precio máximo establecido por la CREG.

patrón de consumo del consumidor. La experiencia reciente de la renegociación de los contratos de suministro entre Ecopetrol y las térmicas ha mostrado una gran variedad de combinación de primas de disponibilidad y contratos *take or pay*.

142. En resumen, la resolución propuesta restringe la libertad contractual ya consagrada en resoluciones anteriores; tiende a favorecer a los grandes consumidores, los generadores térmicos y las empresas distribuidoras al reversar aumentos ya aprobados en los precios del gas boca de pozo. Esta política sería positiva si no comprometiera el desarrollo de las reservas ya existentes, la exploración de nueva oferta de gas y mantuviera un tratamiento discriminado frente a los productores (privados y públicos) que busca favorecer los segmentos privados (y algunos públicos) de la cadena intermediaria.

3. Propuesta de desregulación de precios al productor

143. Un esquema de transición al 2005 debería permitir la creación de condiciones propicias para la desregulación de precios prevista para el 2005. Cualquier esquema que se proponga debe permitir un balance entre flexibilidad de la norma para crear condiciones al desarrollo del mercado, credibilidad frente a los compromisos ya contraídos frente a la regulación y neutralidad del regulador frente a los intereses, muchas veces divergentes, de los diversos actores en el mercado.

144. En esta dirección, la introducción de un nuevo mecanismo transitorio de regulación de precios al productor debería respetar algunos criterios, que van más allá del modelo teórico económico que se considere adecuado para respaldar la nueva propuesta:

- a) Respetar los compromisos ya contraídos por el país con los inversionistas, en este caso de manera particular con productores y los nuevos contratos de exploración. Equivale a respetar la regla acordada en 1995: el precio será libre a partir del 2005;
- b) La fórmula que se adopte debe dar incentivos, basados en la señal de precio, para facilitar la entrada en el mercado de la producción de Cusiana/Cupiagua y a su vez de señales para colocar la oferta ya disponible de reservas;
- c) El mecanismo adoptado debería propiciar antes que entorpecer la unificación del mercado del Interior con el de la Costa, minimizando oportunidades para segmentar mercados y facilitando el desarrollo del mercado secundario.
- d) Introducir mecanismos legales e institucionales para mitigar poder de mercado en la comercialización del gas.

145. Una de las dificultades para desregular la comercialización del gas lo constituye la dependencia de los suministros del campo Guajira. Este es un campo de bajo costo y óptimamente localizado en relación con el mercado de la Costa Atlántica, donde el usuario ya incurrió en costos sustanciales de sustitución al gas y donde no siempre son viables alternativas con respecto a otros combustibles. La relación "uno a uno" del productor respecto del comercializador o el usuario localizado en esta zona, dificulta la negociación comercial y puede redundar finalmente en un forcejeo por la renta entre los diversos segmentos de la cadena.

146. Se propone orientar la regulación de precios, durante esta transición de cinco años, de tal manera que permita a mediano plazo la conformación de un verdadero mercado, principalmente en el interior del país, con base en la siguiente variante del esquema propuesto por los asesores arriba:

- a) Establecer un precio máximo y único de referencia para el gas que se comercializa en el mercado doméstico nacional. Esto significa en la práctica unificar todos los precios vigentes, eliminar las diferencias según el campo y actualizar el gas libre y el asociado con el mismo índice.
- b) Se establecería un precio máximo que sería de US\$1,19/mbtu, precio ya vigente según Resolución 039/75. Esto introduciría la nueva regla respetando el nivel de precios que regiría de continuarse con la regla vigente, evita que la regulación reduzca arbitrariamente el precio y permite obtener aceptación de las nuevas reglas por parte de los productores.
- c) El precio máximo sería válido para todo el mercado nacional, independientemente del campo que provea el suministro y de su localización respecto de la red de transporte. El nodo de referencia para la determinación del precio del suministro, sin incluir costo de transporte, sería el nodo de entrada en Ballena.
- d) Cada parte, en la negociación del contrato, debe tomar en cuenta el costo de transporte implícito: los gases de provenientes de la Costa y los gases de campos del interior toman en cuenta, no sólo sus costos propios sino la localización del centro de consumo de la contraparte que negocia.
- e) Por lo tanto, el campo Cusiana/Cupiagua entraría a abastecer la demanda del Interior tomando como referencia los costos implícitos tanto de producción como de transporte de otras alternativas de suministro. Basándose en este cálculo se tomaría la decisión por parte de los productores respecto de la planta de tratamiento, la cual no sería el producto de una decisión administrativa de la Creg o de la aplicación juiciosa de un refinado modelo teórico.
- f) Cada productor podría ofrecer un menú de contratos de suministro con sus particulares condiciones, en cuanto a precio, firmeza, interrumpibilidad o consumos mínimos, siempre y cuando el precio promedio ponderado, teniendo en cuenta todos los cargos aplicables al suministro, no exceda este precio máximo.
- g) El *netback* en el sitio de entrada al usuario o al centro de distribución es otro límite de precios, según uso y proyecto, que determina el rango de precios que toman en cuenta las partes en la negociación.
- h) Se propone restablecer la libertad de negociación entre productores y grandes consumidores aprobada por la resolución Creg-009/99.

147. Existe la inquietud que bajo el esquema propuesto Cusiana tendría incentivos para aumentar el precio en troncal por encima del valor regulado de US\$0,75/mbtu hasta el valor máximo que le permite el *netback* (supongamos US\$1,60/mbtu), sin aumentar su producción por encima de la producción actual de 20 MPCD. Como resultado, el precio del gas en Bogotá para pequeños usuarios aumentaría sustancialmente sin que aumente la oferta. Esta inquietud es válida, pues la intención del cambio en la regulación de precios es dar incentivos para la expansión de la oferta. Esta inquietud podría atenderse simplemente

indicando que la resolución 061/83 continuará aplicando para Cusiana en el caso que su producción no sea superior a 20MPCD.

148. Por otra parte, los expertos comisionados de la Creg consideran que la expansión de la planta de tratamiento posiblemente no estará destinada a atender el crecimiento de la demanda de los pequeños consumidores en el interior sino que va a ser copada en una transacción que busca liberar el gas de Ballena comprometido para el suministro de plantas térmicas en el interior y destinarlo a la exportación y otros consumos industriales en la Costa Atlántica. Según los expertos, esta es la razón por la cual la Resolución 055/99 solo elimina el tope máximo para el gas de Cusiana cuando se construya la segunda planta de tratamiento.

149. Aparentemente, con esta medida la Creg no solamente quiere segmentar el mercado al establecer precios diferentes por campo, sino también establecer precios diferentes del gas puesto en troncal para los usuarios "regulados" y "no regulados" del interior. En efecto, si los productores en Cusiana no están dispuestos a aumentar su capacidad de tratamiento para vender gas al precio tope regulado por la Creg, los grandes usuarios de la zona de Bogotá posiblemente aceptarían pagar un precio superior (acogiéndose a una negociación libre), puesto que la opción de comprar gas adicional de Ballena resulta más costosa. Aún para las térmicas localizadas en Sebastopol, donde el gas de Cusiana no es competitivo, Ecopetrol podría estar interesada en los suministros desde Cusiana a un precio mayor para no tener que cubrir el costo de la ampliación del gasoducto Ballena-Barranca. Las empresas de distribución estarían en la misma disyuntiva para atender el crecimiento de la demanda de los usuarios "regulados", pero estarían protegidos por el precio tope en Cusiana. Una vez ampliada la planta de tratamiento para atender los picos de demanda de las térmicas, las empresas de distribución forzarían la venta de gas de Cusiana al precio regulado, teniendo la posibilidad de ofrecer este gas a grandes usuarios (mercado negro).

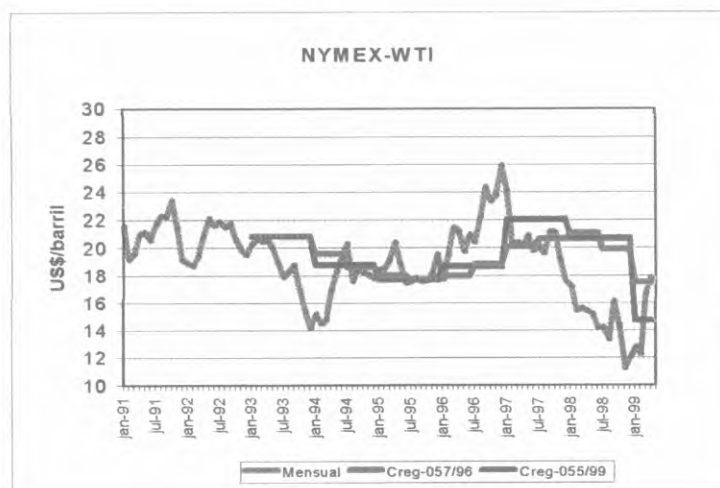
150. El subsidio implícito de precios a los usuarios "regulados" en el interior no es conveniente pues distorsiona el mercado y solo es manejable en el caso que se mantenga el monopolio de un productor y comercializador único que discrimine precios y prohíba la reventa de gas. Se podría lograr un resultado parecido si las diferencias en precios medios entre usuarios se justifican por diferencias en los patrones de consumo. Por ejemplo, se justificaría que el comercializador establezca una tarifa binomia con un cargo fijo y un cargo variable que refleje la estructura de costos de producción de Cusiana. De esta forma, una planta térmica con picos pronunciados de consumo pagaría un precio medio superior que una empresa distribuidora con un patrón de consumo más constante. Como último recurso, si se quiere proteger a los pequeños consumidores sería preferible hacer explícito el subsidio actual de Ecopetrol por la venta de los primeros 20MPCD.

151. En conclusión, son dos propuestas con objetivos diferentes. La de la Creg, la cual modifica las resoluciones vigentes para proteger a los distribuidores y los grandes usuarios contra el aumento de los precios del gas que resultan de los movimientos recientes del precio de petróleo, pero puede crear problemas de desabastecimiento a no ser que Ecopetrol asuma su papel de "buffer" del mercado y puede desestimular la exploración de nuevos campos. La propuesta que se acaba de exponer crea condiciones favorables para el

desarrollo del mercado y de las reservas existentes, pero ajusta los precios del gas a los distribuidores y consumidores a niveles que reflejan las condiciones de mercado.

152. Por otra parte y tomando como referencia la Resolución 055/99, se sugiere aprobar una sola fórmula y eliminar la fórmula basada en el PPI (índice de precios al productor, USA, bienes de capital). La fórmula Nymex refleja mejor las condiciones de variaciones de precios para el mercado del petróleo y gas a nivel internacional y el costo de oportunidad gas/petróleo para las petroleras con negocios en Colombia. Con el rezago propuesto de un año, se eliminan las variaciones estacionales que puede tener el índice Nymex. El **Gráfico 5** compara las fórmulas para promediar los índices NYMEX, propuestas por la Resolución 057/96 y la 055/99 para un periodo de seis años. Como era de esperar, el promedio de 4 semestres utilizado por la Resolución 057/96 estabiliza mas el índice que el promedio anual de la Resolución 055/99.

Gráfico 5



B. Transporte

153. Como resultado del análisis de los problemas sobre la regulación vigente de precios de transporte discutidos en la sección de diagnóstico se llegó a las siguientes conclusiones y recomendaciones:

- a) Los cargos de transporte deben reflejar los costos que los usuarios imponen en la red de transporte. A excepción de unos pocos tramos, la red existente de transporte es suficiente para atender la demanda de gas en los próximos 5 años. Desde ese punto de vista, la red de transporte se puede representar como dos mercados, el del interior y la costa atlántica, separados por un gasoducto congestionado (Ballena-Barranca). Los costos incrementales de transportar gas internamente en cada mercado son muy bajos, mientras que el costo de transporte entre mercados, de Ballena a Barranca, debe reflejar los costos asociados con la ampliación de este gasoducto

- b) La mayor parte de los costos de inversión en la red de transporte del interior son costos hundidos. El problema principal de la regulación de los cargos de transporte es establecer la porción de estos costos que debe ser remunerable a través de cargos de transporte y definir restricciones tarifarias para recuperar estos costos en forma eficiente.
- c) Hay dos opciones básicas para recuperar los costos hundidos en forma eficiente: la aplicación de cargos estampilla, uniformes para todos los usuarios, que no distorsionen la señal de localización; o la aplicación de cargos fijos por tramos o zonas, independientes del nivel de consumo o del uso de los gasoductos (que se cobren, por ejemplo, de acuerdo a la capacidad de la conexión del usuario a la red de transporte).
- d) Un esquema de cargos variables de entrada y salida para las áreas del interior y la Costa Atlántica permitiría la recuperación de los costos hundidos de tal forma que se facilite la creación de un mercado y se den señales de localización. Bajo este esquema, el cargo de entrada de los principales campos al centro de mercado en su respectiva área podrían ser iguales a cero. Los usuarios en cada área pagarían cargos fijos de salida que varían de acuerdo a su localización, los cuales recuperan los costos hundidos reconocidos.
- e) Por lo tanto, en cada área el costo de transporte pagado por un usuario es independiente de que campo proviene el gas. Por otra parte, las transferencias de Ballena hacia Barranca pagarían un cargo de transporte que cubra los costos de ampliación de este tramo, lo cual reflejaría el hecho que estas transferencias contribuyen a la congestión de este tramo. Este esquema es muy similar al propuesto por los consultores de la Creg²⁶ (ver Figura 2)
- f) Consignar el principio que el valor esperado del ingreso por concepto de los servicios de transporte debe ser igual al valor esperado de los costos remunerables durante la vida útil de las instalaciones. Regular los ingresos por los servicios prestados por una empresa por medio de una fórmula que de incentivos para mejorar eficiencia de las operaciones y utilización de las instalaciones.
- g) Dar flexibilidad para que los transportadores diseñen y propongan a la CREG cuadros tarifarios con opciones de cargos a aplicar en su sistema de transporte, sujetos al cumplimiento de las restricciones tarifarias y la fórmula de ingresos

1. La regulación de los precios de transporte

154. Durante 1999 la CREG desarrolló en forma gradual un esquema de regulación de cargos de transporte como resultado de consultas y discusión con la industria de dos propuestas de regulación²⁷. El esquema, en sus aspectos básicos, es el siguiente:

- a) Para cada gasoducto o grupo de gasoductos se remunera los costos de inversión (costos fijos) por medio de parejas de cargos fijos (capacidad) y variables (volumen), y los costos variables por medio de cargos de volumen. Los cargos regulados representan cargos máximos que puede cobrar el transportador.

²⁶ Estudios Energéticos. Idem.

²⁷ Resoluciones Creg-102/98 de Septiembre de 1998 y Creg-028/99 de Julio de 1999

- b) Los cargos fijos y variables que remuneran los costos de inversión se calculan con base en dos tasas diferentes de capital invertido (16% y 11.5% respectivamente). La tasa utilizada para calcular el cargo variable es mas alta y reconoce el riesgo de mercado que asume el transportador al remunerar la inversión con un cargo variable que se cobra sobre el volumen efectivamente transportado.
- c) Se ofrece un menú tarifario de parejas de cargos fijos y variables que corresponden a diferentes proporciones (0%/100%;20%/80%; 40%/60% etc.) en que se distribuyen los costos de inversión entre los cargos de capacidad y volumen. El cargo de capacidad se calcula con base en la proporción de la inversión asignada al cargo fijo, un costo de capital de 11.5% y los volúmenes pico proyectados. El cargo de volumen se calcula con base en la proporción de la inversión asignada a este cargo, un costo de capital de 16% y el volumen medio proyectado. Cada pareja de cargos permite al remitente reservar capacidad firme de transporte
- d) Permitir que transportadores y remitentes seleccionen de común acuerdo la opción de parejas de cargos que deseen para cada caso particular y establecer un procedimiento de aproximación ordinal para dirimir los casos en que no se llegue a un acuerdo entre las partes.
- e) Permitir negociación libre de cargos de transporte para mercado no regulado, si así lo desean los remitentes de este mercado.
- f) Cada transportador podrá calcular los cargos para la agrupación de gasoductos que consideren convenientes, sujeto a las dos siguientes opciones de restricciones tarifas:
 - Los tramos comprendidos entre Barranca y Cusiana se consideran como un nodo virtual, en el cual los productores colocan el gas y los remitentes extraen gas pagando, para todos los puntos de extracción en el nodo virtual, un cargo estampilla igual, que se calcula agregando los costos de todos los tramos que pertenecen al nodo virtual. El gasoducto Ballena-Barranca se remunera con cargos independientes.
 - Los tramos comprendidos entre Ballena y Barranca se consideran como un nodo virtual al cual se le aplican los mismos principios de la opción anterior.

155. Aun cuando el esquema de regulación desarrollado por la Creg acogió algunas de las recomendaciones de sus consultores y de este informe, tales como la creación de centros de mercado, presenta diferencias en dos aspectos importantes: la regulación del ingreso al transportador y la variabilización de los costos de inversión.

156. El esquema de regulación de precios adoptado por la Creg regula el ingreso del transportador indirectamente por medio de cargos máximos por tramo o por grupo de tramos, calculado con base en costos medios correspondientes a la proyección adoptada para el volumen transportado por cada tramo o grupo de tramos. Este enfoque de regulación da incentivos para que el transportador utilice plenamente sus instalaciones, pues puede retener los ingresos adicionales obtenidos por concepto de venta de capacidad o volumen por encima de los valores proyectados, pero es ineficiente pues impone una restricción de costo medio por tramo que no refleja los costos marginales de transporte: un gasoducto subutilizado tendría un costo medio y un cargo máximo alto, mientras que un gasoducto congestionado, con costo medio mas bajo, tendría un cargo máximo menor. Como solución a este problema, se sugirió a la Creg que adoptara una fórmula de regulación de ingreso medio o tarifa promedio máxima para la empresa de transporte y no

para un gasoducto en particular, con incentivos para mejorar eficiencia de las operaciones y utilización de las instalaciones, y gran flexibilidad para diseñar un esquema tarifario eficiente, sujeto a restricciones tarifarias generales.

157. El esquema de parejas de cargos de capacidad y volumen para recuperar los costos de inversión fue diseñado por la Creg para solucionar el problema de las plantas de generación térmica que estaban sometidas a contratos *take or pay* de capacidad para reservar la capacidad de transporte requerida y no contaban con un mercado secundario que les permitiera ajustar la capacidad contratada a sus necesidades reales. Las parejas de cargos implícitamente remuneran el grado de exposición al riesgo de volumen del transportador por medio de una prima de riesgo, definida como una función del porcentaje de la capacidad de los gasoductos que no está cubierta con contratos *take or pay* y de la varianza del volumen proyectado. A menor cobertura en cargos de capacidad y mayor varianza, el transportador tendría derecho a un mayor ingreso, esto es, a la mayor rentabilidad que se utiliza para calcular el cargo por volumen.

158. El esquema de parejas de cargos es ingenioso e interesante, pero no funciona bien cuando existen remitentes con patrones de consumo sustancialmente diferentes, como es el caso de las plantas térmicas del interior, las cuales tienen una relación entre la demanda media y la máxima del orden de 10% para los próximos años mientras que este factor para los demás consumidores es del orden de 75%. Puesto que los cargos de transporte se calculan con base en el patrón de uso promedio de los gasoductos, los remitentes con un factor de uso mucho más bajo que el factor típico se beneficia al asignar la mayor parte de los costos al cargo variable. La preferencia del transportador es en el sentido opuesto al del remitente, pues lograría un mayor ingreso al asignar la mayor parte de los costos al cargo de capacidad. En este caso, no se llegaría a un acuerdo mutuo y la metodología de aproximación ordinal probablemente llevaría a un punto intermedio (50% fijo, 50% variable).

159. En lugar de aplicar un esquema ingenioso pero que probablemente no va a funcionar bien, se sugirió establecer una sola alternativa para remunerar la inversión por medio de cargos fijos y variables (preferiblemente 100% capacidad, 0% volumen), pero permitir una mayor flexibilidad al transportador en el diseño de opciones tarifarias, sujeto a una fórmula de regulación de ingreso y principios de no discriminación. Bajo este esquema las plantas térmicas podrían negociar con el transportador el pago de una prima de riesgo definida en función de la volatilidad del consumo, u otra modalidad contractual que ayude a manejar el riesgo en forma eficiente.

160. Por otra parte, del análisis de los dos esquemas de cargos puestos a consideración de la industria por la Creg en la resolución 028/99 se concluye lo siguiente:

- a) El esquema de nodo virtual Ballena-Cusiana crea un solo centro de mercado a nivel nacional en el cual compiten en igualdad de precios los gases de Ballena y Cusiana. Este esquema saca de competencia al campo de Cusiana y predetermina el desarrollo del mercado a favor de la ampliación del gasoducto Ballena-Barranca y suministros desde Ballena, puesto que el costo de producción de Cusiana es mayor que el de

Ballena y los costos de ampliación de Ballena-Barranca se distribuyen entre todos los usuarios del interior sin importar la fuente de suministro.

- b) El esquema de nodo virtual Barranca-Cusiana crea dos centros de mercado -uno en Ballena y otro en el interior- y pone a competir dos fuentes para el suministro de gas en el interior: el suministro desde Ballena que requiere de inversiones para la ampliación del gasoducto Ballena-Barranca vs. el suministro desde Cusiana que requiere de inversiones para la ampliación del tratamiento del gas en Cusiana. Este esquema mantiene abiertas las dos opciones para el suministro de las térmicas, bien sea desde Barranca o desde Cusiana.
- c) Ecopetrol se favorece mas con el nodo virtual Ballena-Cusiana, pues se libera automáticamente de la carga financiera que representa su contrato actual de transporte Ballena-Barranca (el costo de transporte es igual para suministros de gas desde Barranca o de Ballena).
- d) El concepto de nodo virtual es equivalente a un cargo estampilla zonal que induce al by-pass. El consumo de gas en la refinería de Barranca representa 40% de la demanda del interior y su exclusión, para efectos del cálculo de los cargos, aumenta sustancialmente el cargo del nodo virtual. Es importante, por lo tanto, aclarar si la refinería solo paga los cargos del nodo virtual por el volumen de gas extraído en Barranca o paga por el solo hecho de estar conectada a la red nacional de transporte.
- e) la opción del nodo virtual Ballena-Cusiana no es recomendable pues distorsiona la señal de localización para la expansión eficiente del gasoducto Ballena-Barranca y predetermina el desarrollo del mercado de gas. Por otra parte, el nodo virtual Barranca-Cusiana distorsiona parcialmente la señal de localización pues el gasoducto Barranca-Sebastopol puede requerir ampliación.

161. En vista de lo anterior, se recomendó limitar las resoluciones de cargos a principios y restricciones básicas que incentiven al transportador a establecer tarifas eficientes y limiten su poder de monopolio. No parece conveniente ni necesario imponer al transportador un esquema muy detallado de cargos de transporte que no tenga una justificación sólida, pues se pierde la flexibilidad requerida para adaptarse a situaciones imprevistas. En este sentido, los asesores sugirieron establecer las siguientes restricciones tarifarias al esquema de cargos de transporte:

- a) Remunerar independientemente los gasoductos Ballena-Barranca y Barranca-Sebastopol con cargos de transporte separados
- b) Para los demás tramos dar flexibilidad al transportador para que agrupe los gasoductos y diseñe los cargos en la forma que considere conveniente, sujeto a la restricción adicional que la diferencia en los cargos de transporte entre tramos o entre zonas debe reflejar diferencias objetivas en los costos relativos de prestación del servicio. Con esto se busca evitar arbitrariedades y discriminación en el diseño tarifario.
- c) Establecer reglas para incorporar una nueva inversión a la base de activos vigentes, bien sea promediándola con los activos existentes (*roll-in*) o estableciendo cargos separados para la nueva inversión (costo incremental). Con este fin, se propone adoptar un criterio simple tal como se utiliza en los estados Unidos y Argentina, para permitir *roll-*

in cuando como resultado de incorporar la inversión los cargos vigentes aumentan menos del 5% y, en el caso que aumente mas del 5%, exigir una evaluación para demostrar si la nueva inversión beneficia a la gran mayoría de los usuarios del gasoducto o grupo de gasoductos al cual se incorpora. Se establecen cargos separados por tramos cuando la nueva inversión tiene un impacto sustancial sobre las tarifas vigentes y no benefician a la gran mayoría de los usuarios. De esta forma, se facilita que evolucione el esquema de cargos para reflejar los costos de localización.

162. La Creg definió el nuevo esquema para la regulación de las tarifas de transporte en Enero del 2000 por medio de la resolución Creg-001/00, la cual mantuvo las parejas de cargos fijos y variables, el procedimiento de aproximación ordinal y la metodología de costos medios, pero estableció cargos por distancia unidireccionales para los gasoductos comprendidos entre Ballena y Cusiana, de tal forma que el cargo entre Ballena y cualquier punto de salida en ese trayecto se calcula como la suma de los cargos de los tramos que se recorren entre los dos puntos. Los cargos para el servicio a contraflujo se pactarán libremente hasta que la Creg establezca las regulaciones correspondientes. La razón principal que tuvo la Creg para abandonar el nodo virtual y establecer cargos por tramo, fue la de mantener una señal de localización.

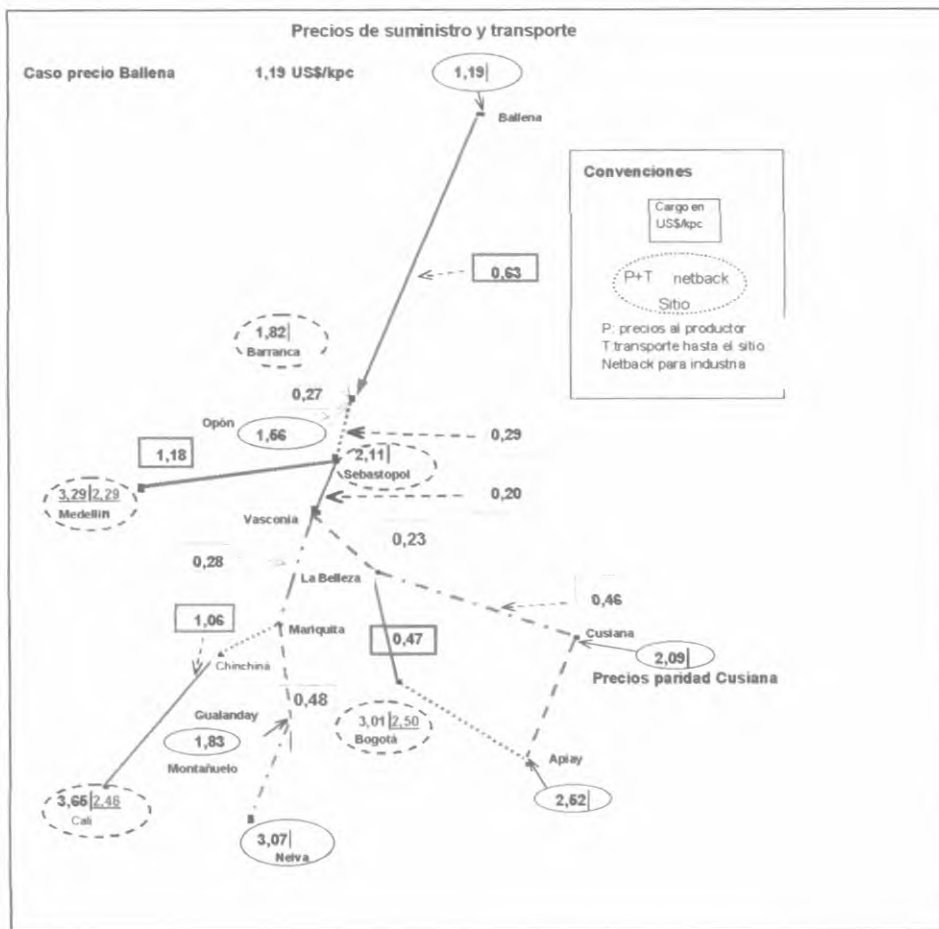
163. Como se indicó arriba, el esquema de cargos por tramos promueve la segmentación de mercados y beneficia a centros de consumo cercanos a campos de bajo costo. La aplicación de este esquema, sumado a la variabilización de los costos de inversión es un instrumento ineficiente para recuperar los costos hundidos de la red del interior, pues crea diferencias en los cargos por volumen transportado entre nodos que no se justifican por diferencias en los costos incrementales y distorsiona el despacho de las plantas térmicas. La señal de localización se hubiera podido mantener adoptando la propuesta de los asesores descrita en el párrafo anterior.

164. La Figura 3 muestra, como ejercicio meramente indicativo, la relación entre los precios de gas fijados en la Guajira, las tarifas de transporte (estimados preliminares de acuerdo con la Resolución Creg-001/2000) y el precio final en puerta de ciudad (precio al productos mas cargo de transporte). Se observa lo siguiente:

- a) Si se aplica el precio máximo en Ballena de US\$1,19/mbtu, el gas se coloca en puerta de ciudad en Bogotá a US\$3.01/mbtu, en Medellín a \$3.29/mbtu y en Cali a \$3,65/mbtu, incluyendo el cargo máximo de transporte autorizado por la Creg para una modalidad 50% fijo y 50% variable. Con este precio en Bogotá, el campo de Cusiana podría vender su gas en la entrada en troncal a US\$2,09/mbtu. Sin embargo, los precios resultantes en puerta en ciudad son sustancialmente superiores al *netback* para la industria o para gas natural vehicular. Para que el gas pueda penetrar en estas ciudades, el precio del gas tendría que bajar US\$0.50/mbtu en el caso de Bogotá, US\$1,0/mbtu para Medellín y US\$1,20/mbtu para Cali.
- b) Cusiana tendría un monopolio local en la zona de Bogotá, pero tendría que bajar su precio a aproximadamente US\$1,6 para poder penetrar.
- c) Vasconia es el punto de equilibrio donde compiten los gases de Ballena y Cusiana, si se toman como precios de referencia US\$1,19/mbtu y US\$1,60, respectivamente.

d) La penetración del gas en Medellín y Cali no es viable aun cuando los precios de gas al productor reflejen sus costos, debido a los altos cargos de transporte en gasoductos subutilizados como Sebastopol-Medellín y Mariquita-Cali. Para poder penetrar sería necesaria una reducción en los precios al productor y cobrar cargos de transporte y distribución por debajo de los valores máximos regulados.

Figura 3



165. Por otra parte, las resoluciones de la Creg otorgaron una gran flexibilidad al transportador para aplicar los cargos máximos regulados. El transportador tiene incentivos para otorgar descuentos tarifarios que aumenten el volumen transportado en gasoductos subutilizados, puede establecer libremente los cargos de transporte interrumpible, debe asignar la capacidad firme en tramos congestionados mediante un mecanismo de subasta y puede establecer libremente el precio para la capacidad firme a corto plazo. Esta flexibilidad tiene dos caras.

166. La flexibilidad en la fijación de precios se puede utilizar para desarrollar un mercado de corto plazo eficiente en que los precios variables de transporte reflejen los costos de congestión. Los remitentes contratan capacidad firme de acuerdo a sus

necesidades, pero la subasta de derechos de capacidad desestimula el control de capacidad de transporte en tramos congestionados para fines especulativos o estratégicos. Los remitentes pueden ajustar a corto plazo su posición en derechos de capacidad de transporte, participando en un mercado de corto plazo en que se transa la capacidad liberada, la capacidad no utilizada y la capacidad primaria disponible en manos del transportador. Habría incentivos para que los grandes usuarios y comercializadores independientes participen activamente en el mercado de gas, en la medida que tengan la posibilidad de adquirir capacidad de transporte en un mercado secundario líquido en que los precios no estén controlados por ninguna empresa.

167. Sin embargo, la flexibilidad en la fijación de precios puede ser utilizada por los transportadores para participar activamente en la comercialización del gas, ofreciendo descuentos en forma selectiva a los usuarios del sistema de transporte y capturando rentas en gasoductos congestionados. El esquema de regulación de precios adoptado por la Creg solamente regula los cargos máximos por tramo pero no impone limitaciones al ingreso del transportador. El transportador puede retener los ingresos adicionales obtenidos por concepto de venta de capacidad o volumen por encima de los valores proyectados, así como los ingresos adicionales por concepto de la venta de capacidad en tramos congestionados. Eventualmente el transportador tendría incentivos para limitar la capacidad de transporte y causar congestión artificial en la red de gasoductos, aprovechando su poder de monopolio.

2. Mercado secundario y el reglamento único de transporte

168. La Creg aprobó el reglamento único de transporte de gas natural (RUT) 28 después de un periodo de más de un año de discusiones con la industria y la revisión de varios borradores, que fueron comentados como parte del trabajo de los asesores. El RUT establece las normas y condiciones para la conexión, acceso, uso, operación y medición del sistema de transporte.

169. El RUT adopta un esquema descentralizado de acceso abierto basado en contratos (*contract carriage*), según el cual el transportador vende a los remitentes su capacidad de transporte disponible principalmente en la forma de contratos de capacidad firme, los cuales representan derechos transables al uso de los gasoductos. Los remitentes pueden ajustar la capacidad contratada a sus necesidades reales de transporte por medio de la cesión de contratos, la liberación/compra de derechos de capacidad firme en un mercado secundario o la compra de capacidad primaria disponible en el mercado de corto plazo. El esquema adoptado de acceso abierto se basa en los siguientes principios:

- a) Cualquier remitente o remitente potencial tiene derecho a acceder las redes y los servicios de transporte en condiciones no discriminatorias, siempre y cuando exista capacidad primaria disponible (no comprometida como capacidad firme)

²⁸ Resolución Creg-071/00

- b) Si las solicitudes firmes de servicio superan la capacidad primaria disponible, el transportador la asignará mediante un mecanismo de subasta que debe ser aprobado previamente por la Creg. Si no hay capacidad primaria disponible para satisfacer solicitud, el transportador informará sobre opciones de expansión, sus costos asociados y la fecha probable de entrada en operación. El nombre del remitente potencial se incluye en el Boletín Electrónico de Operaciones por un periodo de al menos un año.
- c) Los transportadores ofrecerán contratos de servicios de transporte de capacidad firme o de capacidad interrumpible. Ningún transportador podrá asumir obligaciones de capacidad firme, exigibles en un mismo momento, por encima de la capacidad máxima del gasoducto. Los contratos deberán incluir cláusulas de liberación de capacidad y de cesión del contrato.
- d) Los cargos regulados otorgan derechos de capacidad firme, sin importar el porcentaje de inversión que remuneren con cargos fijos.

170. La creación de un mercado de capacidad de transporte a corto plazo beneficia a transportadores y remitentes, pues permite utilizar eficientemente la capacidad de transporte disponible y optimizar la expansión de la capacidad, permite asignar la capacidad disponible a aquellos usuarios que la valoran más y permite que los remitentes ajusten sus derechos de uso a sus necesidades reales de transporte. Los consultores de la UPME²⁹, que analizaron el tema, propusieron un proceso de desarrollo gradual del mercado secundario, comenzando con mecanismos bilaterales de cesión y transferencia de derechos de uso entre remitentes hasta llegar a la creación de una bolsa centralizada y líquida que facilite las transacciones de corto plazo. Las etapas propuestas son las siguientes:

- a) Introducir herramientas comerciales de transferencia de sobrantes y faltantes de suministro de gas y capacidad de transporte entre comercializadores y grandes consumidores.
- b) Promover cesión parcial o total de contratos de transporte y suministro
- c) Organizar un operador del sistema que pueda convertirse en administrador del mercado y que comience por la tarea de crear una base de datos que facilite el desarrollo de un mercado secundario.
- d) Establecer regulaciones para poder cerrar el mercado a corto plazo ante desvíos en las nominaciones
- e) Finalmente, establecimiento de una bolsa de gas que permita la formación de precios que reflejen el balance de oferta/demanda y las restricciones a corto plazo.

171. Aun cuando la secuencia de desarrollo es lógica y realista, dado que inicialmente el mercado secundario va a ser muy limitado debido a la falta de diversidad en la demanda y la oferta, la meta final de crear una bolsa centralizada no parece ser la mejor opción, tal como se discute más adelante. Por lo demás, las resoluciones recientes de la Creg ya establecieron los mecanismos sugeridos en los puntos a), b) y d), tales como la cesión de contratos, la oferta de capacidad liberada, los acuerdos de balance y los desvíos en los puntos de entrega y retiro en los contratos (ver Cuadro 3).

²⁹ Mercados Energéticos-Coenergía-Consultoría Colombiana: "Estrategias para el mercado mayorista de gas-Nov/98". Estudio de Coordinación Operación de los Sectores de Gas y Electricidad en Colombia.

Cuadro 3**Regulaciones aprobadas por la Creg que facilitan el mercado secundario**

- a) Flexibilidad en los contratos de capacidad firme. - Las resoluciones establecen las siguientes condiciones que facilitan la reventa de la capacidad firme:
- El remitente podrá solicitar desvíos (cambios en los puntos de entrada/salida) cuando haya suficiente capacidad de transporte en la nueva trayectoria (RUT, art. 2.2.2).
 - Los contratos de capacidad firme deben incluir cláusula de liberación de capacidad y de cesión de contratos (RUT, art. 2.2.3).
 - El déficit de capacidad contratada (demanda máxima superior a la contratada) podrá ser adquirida en mercado secundario o a través del transportador (Resolución cargos transporte: Art. 5.0).
- b) Procedimientos para el funcionamiento de los mercados secundarios de transporte y suministro (RUT, art. 2.5). - Las resoluciones establecen procedimientos para que se desarrolle un mercado bilateral de capacidad secundaria:
- Remitentes podrán liberar, total o parcialmente, temporal o permanentemente, la capacidad firme que no vayan a utilizar.
 - Remitente indica a CPC (centro principal de control) los términos y condiciones de la capacidad liberada.
 - El transportador no podrá adquirir capacidad liberada.
 - El CPC despliega, en igualdad de condiciones, información sobre capacidad disponible primaria y secundaria.
 - Se permiten desvíos cuando no afecte programación transporte.
 - Si CPC confirma viabilidad técnica transacción para el día siguiente, y las partes pactan libremente los precios. CPC publica volúmenes y precios transados sin indicar nombre de las partes.

Regulaciones adoptadas por la Creg que dificultan el mercado secundario

- a) Falta de uniformidad en los contratos de capacidad firme:
- La capacidad firme contratada se remunera por medio de parejas de cargos fijos y variables que se acuerdan o negocian individualmente con cada usuario – empresa de distribución, plantas térmicas o grandes usuarios (Resolución cargos transporte: 5.). Este esquema da una gran flexibilidad para que los cargos se acomoden al patrón de uso de cada usuario, pero en la práctica dificulta la cesión y liberación de los contratos entre usuarios con patrones de uso sustancialmente diferentes.
 - Se adopta un esquema de cargos de paso, donde el cargo de transporte se determina como la suma de los cargos correspondientes a cada tramo de gasoducto comprendido entre el punto de entrada y puntos de salida (Resolución cargos transporte 6.0). Los contratos punto a punto son mas difíciles de ceder o liberar que los contratos de entrada y salida, pues es necesario negociar con el transportador desvíos al trayecto original o su segmentación en los tramos constituyentes.
 - Por lo tanto, la capacidad de transporte no es un producto único que se transa en el mercado secundario, si no un producto asociado con un trayecto específico y con una pareja de cargos fijos y variables. Para que no se limite la liberación o cesión de capacidad sería necesario que los contratos pudieran convertirse en un contrato estándar que se intercambie fácilmente.
- b) Liberación de la capacidad en el mercado a corto plazo
- Las resoluciones no establecen ninguna obligación por parte de los remitentes de liberar capacidad primaria que no vayan a utilizar y permite pactar libremente entre las partes los precios de la capacidad liberada en el mercado secundario (RUT, art. 2.5). Esta flexibilidad no es conveniente en una situación como la actual en que una sola empresa (Ecopetrol) tiene contratada la capacidad de tramos estratégicos como Ballena-Barranca y puede ejercer poder de mercado.
 - Por otra parte, las resoluciones establecen que el transportador podrá fijar libremente el precio para la capacidad adquirida por un remitente a corto plazo para cubrir un déficit de capacidad contratada, sujeto a la publicación mensual del precio.

172. Sin embargo, la aplicación de algunas disposiciones de la Creg pueden dificultar el desarrollo del mercado secundario, pues contribuyen a la falta de uniformidad en los

contratos de largo plazo. Por ejemplo, los contratos de transporte firme punto a punto con condiciones tarifarias especiales van a dificultar la cesión de contratos y las transacciones entre remitentes en el mercado secundario. (ver).

173. Para solucionar estos problemas, se sugieren las siguientes medidas:

- a) Aclarar las condiciones para que los derechos firmes de transporte se puedan ceder o vender a otros usuarios con patrones de consumo sustancialmente diferentes a los del usuario titular. Las opciones establecidas por la Creg para determinar parejas de cargos de transporte parten del supuesto que los remitentes tienen una preferencia en relación a la combinación de cargos fijos y variables que mas les conviene dependiendo de su patrón de consumo y que el transportador conoce el patrón de consumo. Es mas, las regulaciones establecen que el factor de carga se tendrá en cuenta para establecer las combinaciones permitidas. Para que el mercado secundario funcione con mayor liquidez es necesario dar una gran flexibilidad para que los derechos firmes de transporte sean transables a corto plazo sin importar los patrones de consumo de los compradores.
- b) Evitar o prohibir prácticas contractuales que aten el precio del gas a usos específicos y limiten la reventa para otros usos. Estas prácticas son una barrera para el mercado secundario y se utilizan como mecanismo para que los productores discriminen precios y ejerzan posición dominante. Está bien que eventualmente el productor establezca diferenciación de precios de acuerdo al periodo de uso (estacional, periodo de punta) u otros parámetros objetivos de tal forma que las cantidades contratadas solo se puedan transar en los mismos periodos, pero no sería aceptable que el productor vendiera gas a un precio especial para ser utilizado exclusivamente para un consumo específico.
- c) Permitir que los remitentes puedan solicitar no solamente desvíos (cambios en los puntos de entrada y salida) sino también desagregación de los tramos contratados. Por ejemplo, si Termovalle tiene un contrato de transporte Barranca-Yumbo, podría vender en forma separada capacidad en los tramos Barranca-Sebastopol y Sebastopol-Vasconia.
- d) Permitir la entrada de comercializadores independientes que puedan contratar capacidad de transporte sin necesidad de definir *ex_ante* el uso del gas. Por ejemplo, la empresa que desarrolle la planta de tratamiento de Cusiana debe poder contratar transporte Cusiana-Bogotá y Cusiana-Barranca sin necesidad de especificar el patrón de uso de ese gas.

Bolsa obligatoria o mercado bilateral

174. Es importante observar que los mecanismos de transferencia de derechos y de cesión de contratos sugeridos por el consultor de la UPME corresponden a un enfoque legalista del mercado según el cual los intercambios de corto plazo solo pueden darse mediante la cesión o transferencia de derechos firmes establecidos en los contratos de largo plazo. La dificultad con este enfoque es que los contratos a largo plazo no son estándar y la cesión o transferencia puede requerir una negociación y análisis jurídico previo que aumenta los costos de transacción.

175. Para facilitar la creación de un mercado líquido hace falta que las transacciones a corto plazo se conciban como una serie de mercados sucesivos, similares a los mercados financieros, en que se ajustan las posiciones tomadas a largo plazo sobre los derechos de suministro y transporte por medio de transacciones a corto plazo de productos estandarizados. La posición adoptada antes del día del gas es simplemente la superposición de los contratos de largo y corto plazo. En otras palabras, para reducir un compromiso de suministro firme a largo plazo no es necesario ceder parcialmente el contrato inicial sino simplemente vender parte de ese gas en un mercado a corto plazo.

176. La pregunta es si el mercado de productos estandarizados es el resultado de un proceso de evolución natural de un mercado o debe ser impuesto por la autoridad central. En el primer caso el mercado comienza con transacciones bilaterales para transferir o ceder derechos contractuales y, posteriormente, la presión por reducir los costos de transacción lleva al desarrollo de mejoras en los sistemas para compartir información, y la creación de centros del mercado donde se ofrecen productos estandarizados que se transan en bolsas de energía. En el segundo caso, la estandarización es impuesta por medio de contratos de condiciones uniformes o procedimientos obligatorios para efectuar transacciones (por ejemplo, subastas o bolsas para transacciones horarias). En este informe, se recomienda utilizar mecanismos descentralizados de mercado, limitando la actuación de un administrador de mercado solamente a aspectos residuales (balance del sistema), pero se reconoce que es necesario establecer reglas mínimas para estandarizar contratos e incentivos para promover el desarrollo del mercado (ver Cuadro 4)

C. Exportaciones

177. La exportación de gas a Panamá es para el productor y para el país altamente rentable, pues el mercado de gas en Panamá sustituye combustibles con precios al consumidor sensiblemente más altos que los costos implícitos en el suministro nacional. La forma como se regule el precio interno será crítica no sólo para el mercado doméstico sino para definir el éxito de una política que busque fomentar las exportaciones como algo bueno para el país. Existe un diferencial previsible de precios Panamá – Colombia ya que las exportaciones a Panamá sustituirán combustibles de alto costo para generación eléctrica y consumo industrial. En un mercado libre los precios del suministro al mercado de exportación y al mercado interno tenderían a igualarse; en las condiciones de monopolización, segmentación y sobrerregulación del mercado de gas en Colombia, este diferencial daría origen a rentas sustanciales que de manera natural buscarían ser capturadas por los productores, los transportistas, el comercializador o finalmente por el Gobierno, si éste estima que un impuesto a las exportaciones es un mecanismo adecuado para capturar la renta y no dejarla en manos de los agentes.

Cuadro 4

Desarrollo de una bolsa de gas centralizada

Las propuestas del consultor están orientadas al desarrollo de una bolsa centralizada, administrada por un operador independiente, responsable de la coordinación física de la operación (balance entre oferta y demanda teniendo en cuenta las restricciones de transporte) y la administración de las transacciones comerciales de corto plazo. Una concepción similar a lo que existe actualmente en el caso eléctrico.

Si bien es cierto que el modelo centralizado se ha utilizado en muchos países para la bolsa de electricidad y que se comienza a utilizar en bolsas de gas (caso de Victoria, Australia), también es cierto que en varios países se está revisando el modelo centralizado para reemplazarlo por un modelo descentralizado en que la mayor parte de la energía se compra y se vende en mercados sucesivos competitivos y donde solamente se hacen en forma centralizada los intercambios residuales para asegurar el balance y estabilidad del sistema. El caso de Gran Bretaña ilustra este punto. En el caso de electricidad está migrando del modelo de bolsa centralizado a un modelo descentralizado. En el caso de gas, están reemplazando el mecanismo de balance basado en una bolsa centralizada a un mercado diario no obligatorio como el utilizado en bolsa de acciones.

En el caso de la bolsa de electricidad en Colombia ya se han detectado problemas con el esquema de contratos a largo plazo no normalizados y una bolsa horaria centralizada con posibilidad de renominaciones diarias, pues facilitan comportamientos estratégicos por parte de generadores y desestimulan la entrada de pequeños generadores y comercializadores. Ya se ha planteado la conveniencia de establecer un conjunto de mercados sucesivos, todos ellos con transacciones firmes y un mercado de corto plazo para balancear el sistema. Con este fin es necesario estandarizar los productos que se transan en esos mercados y establecer mecanismos simples y transparentes para lograr el cierre de estos mercados.

Por otra parte, la creación de un operador nacional del sistema de producción y transporte de gas no tiene mayor justificación cuando Ecogas controla la operación de la red de transporte del interior y Promigas controla la de la costa atlántica. Las dos redes operan en forma prácticamente independientes con un punto de contacto en el campo de Ballena. Por lo tanto, no se justificaba superponer un operador nacional a un sistema de transporte relativamente simple. Esta fue una de las razones para eliminar el Centro de Transporte de Gas (CTG) creado por la ley 401/97 y hacer mayor énfasis en mecanismos de coordinación, como el establecimiento de normas comunes (RUT) y de foros con participación amplia para discutir y revisar estas normas (Consejo Nacional de Operación).

En conclusión, no se recomienda crear un operador del sistema y administrador del mercado de gas a nivel nacional. En su lugar, lo que se requiere es establecer los mecanismos para facilitar transacciones bilaterales de suministro de gas y capacidad de transporte y crear las condiciones para desarrollar, en una segunda etapa, mercados de productos estandarizados a diferentes plazos, que lleguen hasta nivel horario. De todas maneras, va a ser muy difícil desarrollar mercados de productos estandarizados mientras que se mantenga la regulación de los precios del gas, no se diversifique la producción/comercialización de gas y no se desarrolle una demanda flexible con posibilidad de sustitutos.

José Ignacio Pérez Arriaga et al, "Formación de precios en generación y diseño del mercado mayorista en el sistema eléctrico colombiano". ACOLGEN. marzo de 1999

178. En estas condiciones si el precio interno es muy bajo o si el precio de referencia para el mercado interno está por debajo del internacional, sería en interés del monopolista segmentar el mercado de exportación y disputar la renta de exportación con el transportador y el usuario final en Panamá. Este productor monopolista preferiría impedir la competencia del mercado secundario y obstaculizarlo: por ejemplo, podría imponer cuotas contractuales al mercado doméstico; tratar de garantizar exclusividad en la exportación o condicionar de

manera ilegítima los contratos en el mercado doméstico a un uso determinado. Buscaría aislar el efecto de los precios de Panamá en el mercado interno y favorecer el control monopolista de la oferta para exportaciones, precluyendo un rol importante del mercado secundario en el mismo.

179. Al mantener el precio regulado en el mercado doméstico sustancialmente por debajo del precio internacional se necesitaría hacer uso de aquellos mecanismos que ya son tradicionales para prevención del libre comercio: la asignación de cuotas de exportación; la imposición de aranceles (negativos) o impuestos a la exportación. Los mecanismos de cuotas de exportación para proteger el mercado interno, al ser mecanismos de restricción de oferta, también le facilitan la vida al monopolista que obtuvo la cuota y le permiten la captura de renta. Esta renta, si es el caso de un productor de origen estatal, se “queda” en la empresa y no necesariamente fluye al presupuesto público, a no ser que se diseñe un mecanismo administrativo que adicionalmente transfiera dicha renta al erario público.

180. De ahí la importancia de acertar en un esquema de precios para el mercado doméstico que tome en cuenta de que lo que se trata es de favorecer el desarrollo del mercado independientemente de si el destino del suministro es el mercado doméstico o el internacional. Las exportaciones son un catalizador importante del mercado doméstico. Igualmente, requiere una regulación bastante flexible y acertada del artículo 23 de la Ley 142 de 1994, única referencia que contiene la ley frente al tema.

181. El artículo 23 de la Ley 142 de 1994 plantea dos aspectos muy importantes en relación con las exportaciones de gas. En *primer lugar* plantea que en relación con las exportaciones e importaciones de bienes relacionados con un servicio público, las empresas se sujetan a las normas cambiarias y fiscales comunes a todas las actividades económicas pero no requieren permiso adicional de las autoridades. En *segundo lugar*, determina de manera muy precisa que las Comisiones pueden intervenir para prohibir las exportaciones de bienes relacionados con un servicio público domiciliario cuando existan usuarios cuya demanda no hubiese sido satisfecha por preferirse un suministro de exportación, en condiciones en que el usuario ofrece remunerar de acuerdo con las fórmulas tarifarias aprobadas.

182. La Ley sólo pide a la CREG evitar mediante la prohibición, que se prefiera destinar el gas a un suministro de exportaciones evitando abastecer a un usuario localizado en el mercado nacional, existiendo la viabilidad física y financiera de hacerlo. Sin embargo, el artículo no da facultad a la CREG para regular de manera general el tema de las exportaciones de gas. Sería por lo tanto una regulación restringida, no amplia y solamente focalizada a los temas de su competencia. No debe invadir ámbitos que eventualmente corresponden al Ministerio de Minas y Energía, como los referidos al comportamiento de reservas de gas en el territorio nacional y no puede introducir prohibiciones generales a las exportaciones que contradicen la libertad de comercio internacional que consagra normatividad constitucional y legal.

183. El artículo 23 de la Ley 142/94 puede reglamentarse de dos maneras: con un enfoque intervencionista y administrativista o con un enfoque “aperturista”. Dada la importancia estratégica de las exportaciones para el sector, es recomendable un enfoque

“aperturista” que busque consolidar las ventajas que ofrece el mercado externo para promover el desarrollo del mercado nacional de gas. Ambos mercados pueden complementarse: las exportaciones serán un buen incentivo al desarrollo de reservas en el país y son una fuente de riqueza y divisas, pueden contribuir a “sincerar” las señales de precio en el mercado doméstico y crear condiciones para un mercado regional para el gas, cuya punta de lanza sea Colombia. Por esto la regulación debe ser cuidadosa en no introducir trabas de tipo administrativo o regulatorio que desincentiven los proyectos de exportaciones. Es una actividad naciente y por lo tanto hay que dejarla crecer y que se fortalezca.

184. Desafortunadamente la Creg adoptó un régimen de regulación de tipo intervencionista que no promueve las exportaciones de gas³⁰. En primer lugar, tomando para sí facultades que son propias del Ministerio,³¹ la Comisión ha escogido regular el factor Reservas / Producción como indicador de insuficiencia en el abastecimiento nacional lo cual llevaría a prohibición automática de las exportaciones cuando este factor sea de 6 años. Si bien puede buscarse un indicador objetivo para eliminar elementos de subjetividad o de conveniencia en la valoración del impacto de las exportaciones en el mercado interno, también debe mencionarse que una prohibición automática de las exportaciones en el evento de llegarse a un indicador R/P de 6 años, desconocería que existen factores atenuantes que, aún en presencia de una baja momentánea en el indicador de reservas, permitirían seguir con el esfuerzo de exportación.

185. Si, por razones exclusivamente de conveniencia y de política gubernamental se hace necesario introducir el R/P como indicador de abastecimiento, sería aconsejable introducir un procedimiento de evaluación complementario al factor R/P, donde el Ministerio de Minas y Energía evalúe además del indicador R/P, otros elementos adicionales tales como el estado de la actividad exploratoria, la existencia o no de nuevos descubrimientos, la existencia de planes o proyectos alternativos para garantizar el abastecimiento nacional. Como resultado de éste ejercicio de evaluación, el Ministerio puede concluir que, si bien las reservas son de seis años o menos, al existir alta probabilidad de éxito de que se pueda contar con nuevas reservas en un futuro cercano, se ameritaría continuar con las exportaciones o sólo suspenderlas muy temporalmente. Una evaluación en tal sentido sería simplemente indicativa y daría a conocer de manera anticipada la evolución prevista de reservas pero no debería considerarse como un indicador que eventualmente conlleve a prohibir las exportaciones, aspecto que legalmente no tiene sustento, ni la Creg tiene facultades para hacerlo.

186. Segundo, y este es el aspecto más importante y el que amerita algún tipo de regulación por parte de la Comisión, se refiere a la regulación del artículo 23 de la Ley 142/94 en sentido estricto. La Ley establece que la Creg podrá prohibir total o parcialmente la exportación de gas en el caso que un usuario en Colombia, que tenga la posibilidad física y financiera de ser atendido, requiera total o parcialmente los volúmenes de gas que se estén exportando y su solicitud de suministro no haya sido atendida. En la forma que está redactada, esta disposición crea una gran incertidumbre para los contratos de exportación

³⁰ Resolución Creg-033/99

³¹ Decreto 1141/99

ya firmados, pues la firmeza de suministro estaría condicionada a que durante la vida del contrato ningún usuario en Colombia requiera el gas que se está exportando. En estas condiciones, los contratos de exportación no serían viables. Además, viola el principio de igualdad al introducir un proceso administrativo que examinaría los contratos de productores que tienen a su vez contratos de exportación. Este procedimiento de revisión discrimina este tipo de productores y favorece implícitamente los productores sin contratos de exportación; abre igualmente espacio al oportunismo en detrimento del exportador, bien sea originado en los otros productores que no exportan o en usuarios domésticos. En estas condiciones, se genera tal incertidumbre y riesgo al exportador, que cualquier contrato ya existente, cualquier ampliación de contrato o cualquier nuevo suministro puede ser cuestionado, por cualquier consumidor doméstico de gas que quiera hacerse a este suministro. El enfoque escogido por la Creg la convierte en árbitro necesario en la definición de cada contrato de exportación e introduce de hecho un permiso previo de exportaciones en cabeza de la Creg, lo cual es ilegal.

187. Cómo regular entonces el artículo 23 de la Ley?. Esta consultoría propuso en su oportunidad hacer una resolución muy sencilla, referida exclusivamente al artículo 23 la cual tipificaría como un “abuso de posición dominante” cuando un productor o comercializador, sin causa técnica u operativa justificada, prefiera la atención de un nuevo suministro de exportación en detrimento de la satisfacción de la demanda de un usuario en Colombia a quien existe la posibilidad física y financiera de atender a las tarifas que resulten de fórmulas aprobadas por la CREG. Un usuario que está dispuesto a pagar las tarifas aprobadas por las fórmulas y que físicamente es viable suministrar el gas, no debe ser discriminado para favorecer una exportación. Y es abuso de posición de dominio cuando dicha discriminación se da.

188. Dicho usuario deberá demostrar de manera documentada que el productor o comercializador le ha negado el suministro o que éste le ofrece condiciones de venta sustancialmente diferentes a las que ofrece en el mercado externo y tales diferencias no son justificables. Si ésta información es presentada y validada, la CREG podrá prohibir total o parcialmente la exportación. Se sugirió que la investigación de este tipo de conductas las haga la Superintendencia de Industria y Comercio de acuerdo con lo establecido en el Decreto 1165 de 1999³², el cual reestructuraba la Superintendencia de Servicios Públicos y define que las funciones relacionadas con prácticas comerciales restrictivas serán función del Superintendente de Industria y Comercio. Si bien no está claro si el mencionado decreto sigue vigente, la Superintendencia de Industria y Comercio está facultada por el Decreto 2153 de 1992 para investigar este tipo de conductas. Cuando un productor/comercializador se niegue a abastecer un suministro nacional por preferir un suministro de exportación, si no existen razones técnicas u operativas y las tarifas que paga el usuario retribuyen los costos de prestación del suministro, puede tipificarse como conducta que abusa de una posición dominante. Una vez que la Superintendencia compruebe la infracción del productor/comercializador y se declare sancionable, la CREG automáticamente (de oficio) prohibiría parcial o totalmente la exportación. Sería entonces una prohibición ex-post y no una autorización o prohibición ex ante.

³² Decreto que posteriormente fue declarado inexecutable por la Corte Constitucional.

189. Dado el carácter amplio de las facultades legales de la Superintendencia de Industria y Comercio, su actuación tendría mayor respaldo legal en el evento de que cualquier productor abuse de su posición, aún sin tener el carácter de comercializador o en el evento de estar actuando dentro del marco de las disposiciones del Código de Petróleo y el Contrato de Asociación.

190. Tercero, la resolución refiere el tema de la restricción transitoria de suministro al Reglamento Unico de Transporte y a otras normas que puedan definirse en un futuro por la CREG. El RUT posterga hacia el futuro la definición del manejo de restricciones de transporte y no se refiere a las restricciones de suministro. Igualmente existe una resolución del Ministerio donde trata el manejo de restricciones de suministro y transporte de gas en caso de racionamiento eléctrico. Por sus implicaciones contractuales, este tema no puede dejarse indefinido y amerita un tratamiento comprensivo y detallado en una resolución aparte. Sin embargo, dada la importancia de éste tema para la definición de los contratos de exportaciones, ésta resolución podría contener los siguientes principios básicos:

- a) dado un nivel de reservas aceptable, todo contrato firme e interrumpible con destino al mercado de exportación debe tener el mismo tratamiento comercial, operativo y técnico respecto de cualquier otro contrato firme o interrumpible con destino al mercado nacional. No se hará distinción basada en el destino del suministro.
- b) pueden existir eventos que hacen posible continuar las exportaciones aún en situación de restricción transitoria del suministro y el transporte. Igualmente, pueden existir situaciones en las cuales existan restricciones transitorias de transporte o suministro no directamente relacionadas con suministros con destino a exportaciones. La redacción necesita ser precisa en éstas dos circunstancias.
- c) debe clarificarse que no se prohibirán de manera general todas las exportaciones cuando se presenten eventos que ameriten restricción transitoria. Sólo se prohibirán (o mejor “suspenderán transitoriamente”) aquellos contratos que tengan relación directa con la restricción.

D. Convergencia gas y electricidad

191. La convergencia de los mercados de gas y electricidad se puede dar en varios planos: en el mercado, por medio del arbitraje que hacen las plantas de generación a gas entre el precio del gas y el precio de la electricidad; a nivel empresarial, por la integración de empresas de gas y electricidad con el objeto de explotar economías de alcance y oportunidades de arbitraje; a nivel regulatorio, con el establecimiento de un regulador encargado de ambos sectores. El arbitraje se facilita en la medida que existan mercados relativamente líquidos de gas y electricidad y flexibilidad en la operación de plantas y en el uso del gas. En esta sección se analiza el caso Colombiano.

192. El tema de la coordinación de los mercados de gas y electricidad en Colombia fue estudiado en forma general por la UPME durante 1998³³. El diagnóstico de los consultores de la UPME detectó los siguientes problemas de coordinación entre los sectores de gas y electricidad:

- a) Problemas de contratación: los contratos *take or pay* para el suministro de gas a plantas térmicas y la ausencia de un mercado de corto plazo para el gas, implica un costo de oportunidad del gas contratado igual a cero, lo cual produce distorsiones en la bolsa de electricidad.
- b) Problemas de coordinación a corto plazo: la preponderancia y aleatoriedad de la oferta hidroeléctrica, sumado a una bolsa de ofertas horarias, da lugar a numerosos redespachos de las plantas térmicas a gas que crean problemas de operación de la red de transporte de gas debido a las restricciones impuestas por los productores de gas para ajustar horariamente el volumen producido.
- c) Falta de diversificación de la oferta térmica: la participación cada vez mayor de turbinas a gas y plantas de ciclo combinado a gas, con capacidad limitada de utilizar combustibles sustitutos, produce picos de demanda en el consumo de gas que no puede ser abastecidos por la red de transporte de gas y, por lo tanto, la generación a gas no es firme.

193. Los consultores propusieron las siguientes acciones para aliviar estos problemas, los cuales se comentan mas adelante:

- a) Para electricidad: crear una bolsa anticipada que opera como la bolsa actual pero con un plazo mayor (1 semana), que permita que los generadores puedan tomar posiciones a mediano plazo que faciliten la programación del uso del gas
- b) Para electricidad: desarrollar un mercado de reserva de combustibles en el que las plantas térmicas ofertan energía firme respaldada con una reserva de combustible para cubrir eventos de falta de capacidad de transporte.
- c) Para el gas: promover y facilitar la creación mercado secundario de gas a corto plazo por medio de acuerdos de transferencias
- d) Para el despacho de gas: nominaciones a plazos mayores a un día para facilitar la preparación de un programa de transporte que tenga en cuenta las restricciones,
- e) Para ambos sectores: Crear una base de datos, que compartan ambos sectores, con información operativa semanal, diaria y horaria, con objeto de mejorar información para toma decisiones comerciales.
- f) Para despachos de gas y electricidad: Crear mecanismos y reglas para la coordinación en caso de imprevistos y emergencias

³³ Mercados Energéticos-Coenergía-Consultoría Colombiana. "Informe Estrategias para la Coordinación de los Sectores de Gas y Electricidad en el Corto y Mediano Plazo" Octubre/98

1. Los contratos take or pay

194. La experiencia muestra que los contratos *take or pay* de suministro a las plantas térmicas con niveles altos de consumo mínimo son ineficientes y no son viables. Las oportunidades de colocar el gas sobrante en un mercado secundario son muy limitadas debido a falta de diversidad en la demanda, la cual aumenta los costos de operación, distorsiona los precios en la bolsa eléctrica y deteriora la rentabilidad de las plantas térmicas. Como resultado, Ecopetrol tuvo que renegociar estos contratos para reducir los consumos mínimos e introducir el cobro de primas de disponibilidad, teniendo en cuenta los patrones de generación de cada planta termoeléctrica. Los precios en estos contratos reflejan eventualmente la distribución del riesgo del mercado acordada entre el productor y el generador.

195. La flexibilización de los contratos de suministro reduce pero no elimina las posibilidades que tiene el generador térmico de participar en un mercado secundario y hacer arbitraje entre los precios de electricidad y gas. El generador podrá escoger entre nominar gas para generación eléctrica o para venta en el mercado secundario de gas o no nominar gas, dependiendo de las diferencias que existan entre el costo variable del gas pactado en el contrato, el valor del gas para generación eléctrica, y el precio del gas en el mercado de corto plazo. Lo importante es que el generador tenga la posibilidad de revender el gas contratado y que se creen las condiciones para el desarrollo de un mercado secundario. Durante una etapa inicial, el mercado de corto plazo será muy rudimentario y las posibilidades de arbitraje muy reducidas.

2. Problemas de coordinación a corto plazo

196. Las reglas de funcionamiento de la bolsa de electricidad basada en ofertas horarias de precios para la capacidad disponible de cada unidad para las 24 horas del día siguiente hace que: (i) el generador tenga que internalizar en un solo precio todos los costos asociados con las inflexibilidades y características técnicas de las unidades y (ii) la planta térmica tiene poco control sobre su despacho horario. Este factor, sumado a la volatilidad de la oferta hidroeléctrica y la posibilidad de múltiples redespachos, resulta en una generación térmica volátil, lo cual crea problemas operativos en el suministro de gas, debido a la falta de capacidad de almacenamiento y las restricciones que existen para acomodar cambios grandes y bruscos en la demanda de gas. Por otra parte, situaciones de emergencia en el sistema de transporte de gas pueden originar redespachos y causar sobrecostos en el sistema eléctrico.

197. Los consultores de la UPME proponen solucionar estos problemas con mecanismos de coordinación entre los despachos de gas y electricidad y con mecanismos para hacer más predecibles el consumo de gas en las plantas térmicas, tales como la creación de una bolsa semanal de electricidad que permita tomar posiciones físicas que resultan en el predespacho y anticipar el consumo de gas.

198. La propuesta de la bolsa anticipada de electricidad es interesante si se entiende como una etapa de un conjunto de ofertas firmes en mercados sucesivos no obligatorios en

que el generador va afinando su posición contractual a la operación real. La bolsa obligatoria se convierte en un mercado de balance para lograr una operación estable teniendo en cuenta las restricciones de transmisión. Este esquema sería similar al propuesto para el mercado de gas y facilitaría la coordinación entre los dos sectores. Para que la coordinación sea efectiva, se requiere, tal como lo sugieren los consultores de la UPME, que se prepare un predespacho para varios días, que tenga en cuenta las restricciones previstas de transmisión de electricidad y transporte de gas. De esta forma, las plantas térmicas podrían anticipar su consumo de gas y presentar nominaciones de gas para periodos mayores a un día. Por supuesto, se efectuarían ajustes adicionales en el mercado de balance para tener en cuenta las condiciones reales de oferta, demanda y restricciones de transporte.

199. Los consultores de la UPME propusieron mecanismos de coordinación entre los despachos eléctrico y de gas que exigen compartir información operativa hasta el nivel de tiempo real. Eventualmente, para lograr una mejor coordinación, podría llegarse hasta el extremo de establecer un despacho integrado gas/electricidad. Ya se había discutido arriba que el despacho nacional de gas no se justifica. Menos aún el despacho centralizado electricidad/gas. El acoplamiento gas/electricidad se puede lograr a través de la participación de las plantas térmicas en los dos mercados y de la coordinación de los horarios de nominación y renominación en los dos sectores. Lo importante es que las plantas térmicas tengan disponible la información sobre los mercados de gas y electricidad y pueda confirmar en forma coordinada sus posiciones en los dos mercados.

200. Por ejemplo, el RUT ya ha establecido horarios para el proceso de nominación diaria del gas que están coordinados con los horarios de presentación de ofertas en la bolsa de electricidad, de tal forma que la planta térmica pueda nominar sus necesidades de transporte una vez conozca su generación en el despacho real. De la misma forma, los ajustes adicionales que se realicen en los acuerdos de balance, en los redespachos y renominaciones deberían estar condicionados a la confirmación por el CND y el respectivo CPC. En situaciones de emergencia, se necesita simplemente contar con protocolos bien definidos para coordinar la ejecución de órdenes operacionales que involucren plantas de generación térmica o redespachos de estas plantas.

3. Mercado de reserva de combustibles

201. Los consultores de la Creg proponen la creación de un mercado de combustibles sustitutos para manejar el problema de la falta de firmeza de la generación a gas que es vulnerable a restricciones de transporte de gas. En concepto de los consultores, la incertidumbre sobre la disponibilidad del transporte de gas hace que la generación de plantas térmicas que dependen exclusivamente de gas como combustible no es un respaldo firme de la generación hidroeléctrica. Dado que a corto plazo no hay opciones claras de almacenamiento de gas que permita manejar las fluctuaciones de la demanda de plantas térmica y que resulta muy costoso reforzar la red de transporte para crear rutas alternas de suministro, los consultores sugieren introducir la siguiente metodología para incentivar la disponibilidad de combustibles alternativos:

- a) Para el cálculo y asignación del cargo de capacidad, actualmente no se tiene en cuenta la pérdida de firmeza debido a fallas en las tuberías de gas ni se controla que la generación esté disponible en los momentos críticos para el sistema.
- b) Se propone licitar entre las plantas térmicas la energía firme requerida, la cual debe estar respaldada por una reserva de combustible almacenado en la planta.
- c) La energía en reserva se asigna entre los oferentes en orden creciente de precios y la oferta marginal fija el precio de la reserva de combustible sustituto.
- d) La reserva contratada se convierte en un seguro contra el riesgo de racionamiento ante limitaciones en la capacidad de transporte.
- e) Se establecen penalizaciones en el caso que la reserva contratada no esté disponible o cuando la generación no está disponible cuando se requiera.
- f) El costo de la reserva se cobraría en el cargo de capacidad como una prima adicional para las plantas a gas que ofrecen mayor firmeza respaldada por la reserva de combustible.

202. La propuesta del mercado de reserva de combustibles es un esquema que usa mecanismos de intervención regulatoria para forzar una solución específica al problema de confiabilidad. En nuestro concepto, no es recomendable adoptar este enfoque. En primer lugar, la reserva de combustibles es una de las posibles opciones para mejorar la firmeza de las plantas a gas y no es obvio que sea la mejor. Las plantas existentes tienen sistemas duales de suministro de combustible, generalmente gas y diesel. Sin embargo, solo cuentan con capacidad de almacenamiento de diesel para unos pocos días. Existen problemas logísticos de suministro diesel para una operación continua, además de los problemas económicos de utilizar un combustible muy costoso.

203. Otra opción sería la de mejorar la firmeza de los contratos de capacidad "firme" de transporte. Actualmente no es posible atender los consumos máximos de las térmicas del interior con la capacidad de transporte disponible, en parte debido al problema del colapso del campo de Opón. Sin embargo, a corto plazo no se justifica ampliar la capacidad de transporte para atender el consumo en condiciones de generación máxima pues existe una probabilidad muy baja que se presente esa situación. De hecho Ecopetrol y Ecogas tratan de optimizar el uso de la capacidad disponible por medio de la sobrecontratación y del ajuste de los compromisos de suministro firme de gas a las expectativas de generación año a año. Esta situación desvirtúa el esquema adoptado de *contract carriage* pues los usuarios están contratando una capacidad firme de transporte que en realidad excede la capacidad máxima de transporte. Lo recomendable en este caso es que no se permita la sobrecontratación y que los remitentes decidan hasta que nivel de capacidad firme se justifica contratar y como optimizar el uso de la capacidad disponible por medio del mercado secundario³⁴. Otra opción a más largo plazo es el desarrollo de almacenamiento de gas en cavernas que permitan atender parte de la fluctuación estacional en el consumo de gas de las térmicas y alivie las exigencias de este tipo de demanda sobre la red de transporte.

204. En segundo lugar, la Creg flexibilizó recientemente la exigencia que se hacía a las plantas térmicas para ser elegibles al pago del cargo de capacidad. La Creg eliminó el

³⁴ Medidas ya adoptadas en la resolución del RUT.

requisito que las plantas térmicas deberían contar con un contrato de suministro de combustible suficiente para garantizar la generación esperada en el evento crítico bajo el cual se calculó su contribución a la generación firme³⁵. Para adoptar esta decisión, la Creg tuvo en cuenta, entre otras razones, que los contratos de suministro no garantizan per se la disponibilidad física del combustible y que los precios altos en la bolsa por si solos son un incentivo para que las térmicas estén disponibles y en capacidad de generar al máximo. La Creg apuntó, en nuestro concepto, en la dirección correcta: concentrarse en los incentivos para que se logre el resultado deseado, en lugar de tratar de regular los medios que deben ser utilizados lograr este fin.

205. En tercer lugar, las soluciones marcadamente intervencionistas no han funcionado bien, como lo muestra la experiencia con el cargo de capacidad actual en que la Creg determina el valor de la remuneración, la potencia total que se debe remunerar y las plantas generadores que se deben remunerar. El esquema es bastante complejo, poco transparente y resulta en una remuneración poco estable de los generadores que contribuyen a la generación firme. La propuesta de los consultores mantiene el esquema actual de cargo por capacidad pero le añade la complejidad adicional del mercado de reserva de combustibles. Aun cuando se debe apoyar la propuesta de los consultores de aplicar mecanismos de mercado para determinar el precio de la reserva, sería mas conveniente convertirla en una solución mas integral que reemplacé el esquema actual de cargos de capacidad.

206. Actualmente se encuentran en estudio iniciativas que apuntan hacia el uso de mecanismos de mercado³⁶, pero que tienen en cuenta que en las condiciones actuales no se cumplen las hipótesis para que un mercado ideal optimice la confiabilidad de suministro de acuerdo a la disposición a pagar de los consumidores³⁷. La idea es promover la creación de mercados de largo plazo en que se contraten opciones de compra de energía para atender la demanda esperada y proteger a los usuarios contra precios muy altos en la bolsa, a cambio del pago de una prima de disponibilidad. Los generadores que cuenten con generación firme, que esté disponible en los periodos de escasez en que el precio de bolsa es mas alto, estarán en mejor posición para cobrar una menor prima por prestar este servicio. De esta manera, el cargo de capacidad se incorpora a la prima y tanto su precio como la capacidad firme remunerada es definida por el mercado.

207. Desde que se puso en funcionamiento la bolsa de energía se había pensado que generadores y comercializadores usarían las opciones de compra como mecanismo para protegerse contra la volatilidad de los precios en bolsa y obtener un flujo de caja mas predecible. Este mecanismo permite en principio dar una señal para la expansión. El precio mínimo de la prima representa el valor esperado de aquella porción de los precios en la bolsa que se encuentre por encima del precio de ejercicio de la opción. El precio de la prima aumenta a medida que la oferta firme esté mas ajustada a la demanda y,

³⁵ Resolución CREG-047/99

³⁶ Universidad Pontificia Comillas: "Estudio cargo por capacidad en Colombia", ACOLGEN, a terminar en marzo del 2000.

³⁷ En síntesis, en el mercado ideal se supone un papel activo de los consumidores que ajustan su consumo como respuesta a un precio de bolsa que refleja la escasez relativa y que puede aumentar hasta los niveles requeridos para balancear oferta y demanda. En la realidad la demanda no está representada en la bolsa y existe un techo al precio de bolsa fijado administrativamente.

eventualmente, será suficientemente alto para justificar nuevas inversiones en generación. En este caso ideal, la prima es un mecanismo de suavización del flujo de caja y no representa un ingreso adicional para el generador (al que obtendría por las ventas en bolsa).

208. Algunos contratos bilaterales a largo plazo aplican el mecanismo de opciones, pero este no se ha generalizado. Se cuestiona si la demanda tiene los incentivos y está en capacidad de evaluar los riesgos de mercado y apreciar el valor de la prima y si el costo de racionamiento regulado, que actúa como tope en los precios de bolsa, es consistente con el nivel de confiabilidad deseado. Por lo tanto, las iniciativas para revisar el cargo de capacidad se orientan a crear un mercado de opciones obligatorio a varios años en que el operador del sistema representa la demanda y la Creg establece la cantidad de energía a solicitar, el precio de ejercicio y el valor de una penalización por indisponibilidad, adicional a la que paga el generador que no está disponible al comprar energía a un precio alto de bolsa para cumplir con su compromiso.

209. Estas iniciativas apuntan en la dirección correcta de reducir la intervención del regulador en la determinación de los cargos de capacidad. Lo que hay que analizar y discutir es el grado de intervención que se debe mantener y los criterios que se deben utilizar para fijar los parámetros de la subasta. Por ejemplo, si el mecanismo debe ser obligatorio para toda la demanda, incluyendo a los grandes usuarios, si se debe establecer un precio único de ejercicio y cual debe ser el criterio para determinar la penalización. Evidentemente un precio de ejercicio muy bajo por cantidades muy altas reduce sustancialmente la exposición al precio de la bolsa y elimina el mercado de corto plazo. Una penalización muy alta aumenta el precio de la prima y puede inducir niveles de confiabilidad que no se justifiquen desde el punto de vista económico.

210. Una vez que se establezca un mecanismo de este tipo para remunerar la capacidad firme, corresponde a los generadores térmicos tomar decisiones sobre el valor de la prima a ofertar, el grado de firmeza que se justifica mantener y la mejor forma de lograr esta firmeza, teniendo en cuenta el valor de la penalización y las expectativas del precio en la bolsa. Como resultado de estas decisiones, los generadores definirán el tipo de contratos de suministro y transporte que mas les convenga, si requieren asegurar reserva de combustibles sustitutos, etc. Las plantas térmicas se encargan de hacer el arbitraje a largo y corto plazo entre los precios de combustibles sustitutos, el precio de electricidad y el precio de gas.

V. La regulación del transporte por poliductos

211. El sistema de suministro de combustibles derivados de petróleo comprende dos refinерías principales pertenecientes a Ecopetrol (Barranca y Cartagena) y una red nacional de transporte por poliductos de Ecopetrol conformada por los poliductos Pozos Colorados-Galán y Buenaventura-Yumbo que sirven para transportar hacia el interior productos importados que se descargan en los terminales marítimos, por un poliducto aislado que conecta la refinерía de Cartagena con Barranquilla, y la red de transporte del interior que conecta la refinерía de Barranca con los principales centros de consumo en el interior (ver Figura 4). Adicionalmente, el GLP se transporta por líneas dedicadas desde Barranca hasta Bogotá y por la red de poliductos a otras ciudades del interior.

212. El balance de oferta y demanda de combustibles derivados de petróleo para 1998 muestra una producción de 263.000 barriles diarios (263 kbdc), de los cuales 40% en gasolinas y 30% en destilados medios; una demanda de 234 kbdc, de los cuales 55% en gasolinas y 33% en destilados medios; una importación neta de gasolinas de 29 kbdc, correspondientes a 22% de la demanda de gasolinas; y una exportación de fuel-oil 2 de 45 kbdc, correspondiente a 87% de la producción de fuel oil. (ver Tabla 8)

Tabla 8

Oferta y demanda de combustibles miles de barriles diarios (KBDC) 1998						
Combustibles	Producción	Importación	Exportación	Oferta	Demanda c/	
Gasolinas a/	106,9	28,8	0,0	135,7	130,0	55%
Destilados medios	83,3	1,1	9,4	74,9	77,8	33%
Avigas	0,4	0,0	0,0	0,4	0,4	0%
GLP	20,5	0,1	0,0	20,6	23,0	10%
Fuel oil	51,4	0,1	44,7	6,8	3,2	1%
Total	262,5	30,0	54,1	238,5	234,4	100%

Carga refinерías	
Barranca	200,1
Cartagena	75,0
Apiay	2,2
Tibú	1,2
Orito	2,0
Total	280,5

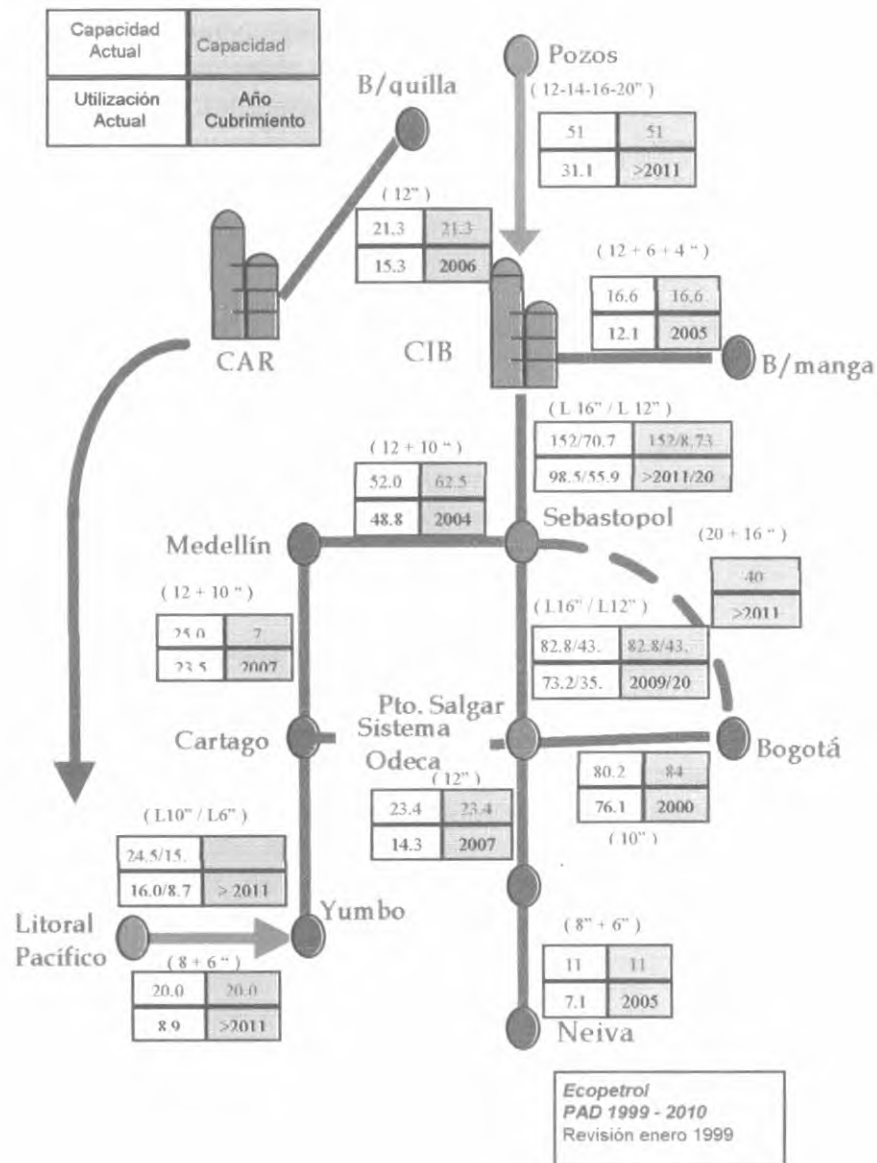
c/ Distribución demanda gasolinas:	
Costa atlántica	11,8%
Boyacá y Santanderes	9,5%
Bogotá y C/marca	32,0%
Antioquia y Caldas	18,8%
Tolima, Huila	5,5%
Cauca, Valle, Choco	17,6%
Meta y otros	4,8%
Total	100,0%

213. El Decreto Legislativo 1056 de 1953 (Código de Petróleos) establece que el transporte y la distribución de petróleo y sus derivados constituyen un servicio público. De acuerdo con el mismo Código, el servicio de transporte y distribución puede ser prestado

por particulares, los cuales deben sujetarse a los reglamentos que defina el Gobierno Nacional. Clarifica, además, que la refinación de petróleo es libre dentro del territorio nacional.³⁸ Por lo tanto, no existen monopolios legales para la refinación, transporte y distribución de combustibles derivados de petróleo.

Figura 4

RED DE TRANSPORTE DE REFINADOS



³⁸ Artículos 58 y 213 del Decreto Legislativo 1056 de 1953. (Código de Petróleos).

214. La ley estableció seis categorías de personas prestadoras del servicio público de transporte y distribución de combustible: el transportador por ducto, Ecopetrol como gran distribuidor mayorista, el distribuidor mayorista, el minorista, el gran consumidor y el transportador por medio de vehículos. Las empresas privadas tradicionalmente han tenido una participación activa en las actividades aguas abajo como distribuidores mayoristas, minoristas y transportadores por carrotanque, y una participación incipiente en la refinación. Ecopetrol domina la refinación y si bien no tiene la exclusividad del transporte poliductos, sí es, de hecho, la única empresa que presta este servicio³⁹. Ecopetrol no participa como distribuidor mayorista y se está retirando de la actividad de distribuidor minorista.

215. El suministro de combustibles derivados de petróleo en Colombia funciona de hecho como un sistema integrado en el cual Ecopetrol realiza la programación de producción de refinerías, transporte, exportación e importación, la programación y operación del transporte incluyendo la preparación de proyecciones de demanda, el manejo del almacenamiento y la asignación de los productos a los distribuidores mayoristas. Los cinco distribuidores mayoristas privados tradicionalmente no han tenido opción en cuanto a la selección de la fuente de suministro de combustibles.

216. En el pasado, el ingreso al productor (precios ex refinería) aprobado por el gobierno nacional no reflejaba los precios internacionales de los productos refinados. A finales de 1998 el Gobierno aprovechó la coyuntura de unos precios internacionales de petróleo bajos, a niveles similares a los precios internos de derivados y dio un paso fundamental al atar el ingreso al productor al precio de paridad de importación de la gasolina. Con ésta decisión se dio inicio al proceso de desregulación de la comercialización de combustibles como paso importante para atraer nuevos actores privados al sector y abrir opciones de importación y exportación de combustibles como alternativa de abastecimiento nacional.

217. Como desarrollo adicional, el Ministerio busca introducir, paralelamente a la desregulación sectorial, un esquema de regulación coherente de las actividades de transporte por poliductos y las instalaciones conexas de almacenamiento operativo, esto es, un esquema de acceso abierto a las instalaciones que representan cuellos de botella para el suministro y comercialización de productos. El trabajo de los asesores, que se resume en esta sección, consistió en analizar las condiciones e implicaciones de introducir un esquema de acceso abierto, y proponer las normas básicas para la regulación del transporte por poliductos, incluyendo la regulación de precios y la preparación de un reglamento de transporte.

³⁹ Excepto para poliductos que conectan los aeropuertos de Eldorado y Rionegro con las plantas de abastecimiento más cercanas.

A. Condiciones e implicaciones sistema de transporte de acceso abierto

218. La política de libre acceso a la red de transporte que se desea poner en práctica facilita el desarrollo en un futuro de un mercado de combustibles donde puedan participar activamente varios agentes ya sea desde el lado de la oferta como del lado de la demanda. La experiencia internacional muestra que la entrada de nuevos actores a la cadena de oferta y comercialización de combustibles es un objetivo deseable de política sectorial que arroja resultados positivos para el consumidor final. Si se favorece mayor concurrencia empresarial en el mercado de combustibles se logran mejores precios al consumidor, más calidad e innovación.

219. Para desarrollar el mercado se distinguen dos áreas importantes de acción a largo plazo: a) desde el punto de vista de la oferta, la política de combustibles busca desregular el ingreso al productor, favorecer la libre importación de combustibles y promover la entrada de nuevos refinadores privados en el fin de diversificar la oferta y reducir cuellos de botella en el abastecimiento nacional de combustibles; b) desde el punto de vista de la demanda, se busca desregular el margen de los distribuidores y facilitar el acceso de nuevos comercializadores mediante la reducción de barreras a la entrada en la distribución mayorista.

220. Por lo tanto, es necesario analizar no solamente las condiciones para desarrollar un esquema de acceso abierto, sino también verificar que se cumplan las condiciones mínimas para el desarrollo de un mercado. Si no es factible desarrollar un mercado, esto es, si los usuarios solo tienen la opción de comprar combustibles a Ecopetrol o acceder a cuotas de importación, un esquema de acceso abierto impondría costos pero tendría pocos beneficios y, por lo tanto, no se justificaría. En este informe se analizan los aspectos relacionados con el transporte por poliductos. Los temas de desregulación de precios (ingreso al productor y márgenes de distribuidores) y regulación de los distribuidores han sido analizados por el Ministerio de Minas y Energía con base en recomendaciones de otros estudios⁴⁰.

221. Se identificaron las siguientes condiciones para establecer un sistema de acceso abierto al transporte por poliductos en Colombia:

- a) Como condición general, la regulación debe garantizar condiciones no discriminatorias para el uso del sistema de transporte y de sus instalaciones conexas a todo tipo de usuario actual o potencial.
- b) Se hace necesaria una definición clara de la separación de la actividad de transporte y del rol de Ecopetrol en la distribución mayorista y en garantizar el abastecimiento
- c) Reglas claras respecto a la operación y expansión del sistema de transporte y la programación del suministro
- d) Creación de un organismo técnico e independiente de regulación de las actividades de transporte y distribución.

⁴⁰ Ref. Booz Allen Hamilton y McKinsey ¿??

- e) La regulación tarifaria del transporte por poliductos debe ser neutra, reflejar efectivamente sus costos y no sesgada respecto de una u otra opción de abastecimiento
- f) Reglas claras respecto de la conexión y el acceso al sistema nacional de poliductos.

1. Separación de actividades

222. Aun cuando en Colombia no existen monopolios legales para ninguna de las actividades relacionadas con los combustibles líquidos, de hecho Ecopetrol es la única empresa que presta el servicio de transporte por poliductos, domina la refinación y controla aproximadamente 43% del almacenamiento destinado a la comercialización, el cual tiene importancia estratégica puesto que la disponibilidad de sitios de almacenamiento mayorista es un bien escaso, sujeto a regulaciones municipales que imponen restricciones en el uso del suelo urbano. Por otra parte, aparentemente Ecopetrol tiene la obligación de garantizar el abastecimiento de combustibles en el territorio nacional.

223. Aun cuando la integración vertical de actividades de refinación, transporte y distribución es común en otros países con mercados desarrollados, la verticalización temprana de la industria, en presencia de una empresa fuerte que domina áreas vitales para el sector de combustibles, impone barreras adicionales para la conformación de un sector más competitivo en la comercialización de combustibles. A continuación se proponen un conjunto de medidas, a nivel regulatorio, para mitigar la posición dominante de Ecopetrol.

224. Primero, se recomienda especializar, en Ecopetrol, la actividad de transporte y separarla de las demás actividades propias de la cadena (refinación, manejo de almacenamiento en terminales, actividades de distribución mayorista). De esta manera, las otras áreas de la empresa asociadas con el negocio de combustibles, en particular la refinación, estarían en igualdad de condiciones respecto de terceros en relación con el uso de las instalaciones de transporte y actividades conexas.

225. Con este fin, se propone:

- a) Establecer en las regulaciones el requisito de separación contable, administrativa y operativa de las actividades de transporte
- b) Integrar el poliducto Pozos Colorados – Galán al sistema nacional de transporte por poliductos. Actualmente este poliducto constituye un sistema de transferencia interna de producto a la refinería de Barranca y requiere convertirse en un sistema de transporte efectivo que pueda ser utilizado por otros importadores de productos.
- c) Separar en Ecopetrol la capacidad de almacenamiento claramente asociada al transporte de aquella asociada con la producción y comercialización de combustibles. Se propone que esta capacidad ya instalada de almacenamiento para comercialización se alquile bajo un esquema de reglas predefinido y tarifas reguladas que evite su control por los mayoristas actuales y facilite la entrada de nuevos mayoristas.

226. Segundo, se propone aclarar el rol de Ecopetrol en la garantía del abastecimiento. Al respecto, se observa que aun cuando la ley no le otorga exclusividad a Ecopetrol en

ninguna de las actividades relacionadas con los combustibles derivados de petróleo, los estatutos de Ecopetrol, más recientemente definidos en los Decretos 1209 de 1994 y 2933 de 1997, plantean de manera expresa lo siguiente: “Ecopetrol tiene por objeto administrar con criterio competitivo los hidrocarburos y satisfacer en forma eficiente la demanda de éstos, sus derivados y productos, para lo cual podrá realizar las actividades industriales y comerciales correspondientes directamente o por medio de contratos...”.

227. La posible incoherencia entre la obligación de abastecimiento y la falta de exclusividad se resuelve si la función de Ecopetrol en relación con “*el abastecimiento eficiente de la demanda por los derivados de petróleo*” se entiende como una obligación conjunta y no como una obligación exclusiva o absoluta en cabeza de Ecopetrol. Es decir, la obligación de servicio está en cabeza de Ecopetrol y en los demás agentes privados en los que la ley delegó la prestación del servicio público de transporte y distribución.

228. Pero, puede garantizarse el abastecimiento oportuno y a bajo costo de la demanda nacional por combustibles en un sistema de acceso abierto descentralizado y donde varios agentes privados y un agente público tienen responsabilidades frente al abastecimiento? En un contexto de desregulación del mercado de combustibles, el abastecimiento se garantiza vía instrumentos descentralizados y de mercado: señales de precios adecuadas, esquemas de regulación y tarificación del sistema de transporte de poliductos que reflejen los costos incrementales relativos, esquemas descentralizados de manejo de la oferta y de la demanda tales como el uso de nominaciones para el uso del sistema de transporte, libertad en el acceso tanto a la oferta como al transporte, reducción de barreras artificiales a la entrada en la comercialización de combustibles, eliminación de subsidios implícitos y cruzados entre actividades, etc.

229. Sin embargo, para garantizar el abastecimiento durante la transición hacia el mercado, cuando las señales de precios están distorsionadas, se propone conservar el requisito administrativo que los distribuidores mayoristas deben mantener niveles mínimos de inventarios, sujeto a penalizaciones en caso de incumplimiento. Los distribuidores contratarán el suministro, para atender su demanda y mantener los inventarios requeridos, con refinerías locales o importadores y deberán nominar el transporte que requieran. Solamente en condiciones declaradas de emergencia en el abastecimiento nacional y ante la imposibilidad de que lo hagan los agentes privados, se requeriría de la Empresa Estatal prioridad en el abastecimiento y en consecuencia, en estas precisas circunstancias, se daría trato preferencial a Ecopetrol para que cumpla con el abastecimiento de emergencia.

2. Programación y operación del suministro y transporte

230. Otro aspecto que se analizó es la posible desoptimización de las refinerías locales en un ambiente desregulado donde las decisiones de producción e importación se toman en forma descentralizada. Actualmente la optimización de la producción en refinería es resultado de un proceso de planeación corporativa de Ecopetrol, basado en un modelo de optimización sujeto a restricciones, sean éstas de origen externo o interno. El abastecimiento del mercado nacional se toma en cuenta como restricción y su cubrimiento

es resultado de un ejercicio corporativo que compara las rentabilidades relativas entre las dos áreas más importantes de la empresa: la explotación y exportación de crudos y los márgenes de refinación. El proceso de planeación se coordina a nivel institucional en el Comité de Suministros, en el cual participan las áreas de producción de crudos, transporte, refinación, mercadeo y ventas y comercio internacional.

231. En un escenario de libertad de acceso al abastecimiento y al transporte, la optimización de la producción de refinería sería el resultado de una eventual competencia con otras opciones de abastecimiento, bien sea de origen nacional (refinadores privados), bien sea proveniente de importaciones directas de gasolina por agentes privados. Continuaría siendo, como lo es hoy, un ejercicio de evaluación de ventajas comparativas o de rentabilidades relativas implícitas ligadas con la exportación de crudos, la producción de un determinado volumen de medios con destino al mercado interno o a la exportación y el cubrimiento de la demanda nacional mediante la producción de gasolina de bajo octanaje mezclada con importaciones de gasolina de alta calidad. En conclusión, no es claro por qué al entrar al mercado otras opciones de abastecimiento se desoptimiza la producción de refinería.

232. La programación del transporte es un resultado de la programación de refinería pero contiene también elementos independientes de la misma. Por ejemplo, existen restricciones propias de la operación y del transporte de líquidos algunas de ellas producto de la red existente, otras ligadas a la naturaleza misma de los líquidos que se transportan, los cuales deben seguir un orden en función de las distintas densidades. Uno de los insumos de información más importantes que suministra el transporte se refiere al análisis y la evaluación de la demanda interna de combustibles. El ejercicio de valoración de la demanda es más o menos predecible y es realizado directa y centralizadamente por Ecopetrol. Si se busca un sistema de transporte de acceso abierto, cabe hacerse la siguiente pregunta: puede descentralizarse el suministro de información de tal manera que ésta provenga de los mayoristas quienes son los que están en contacto directo con el mercado de distribución de combustibles?

233. Se analizaron tres mecanismos alternativos para suministro de información tanto para la programación del transporte como para la de refinería: a) un mecanismo basado en nominaciones independientes por parte de los usuarios del sistema de transporte; b) un mecanismo institucional denominado Comité de Transporte y Abastecimiento, propuesto por versiones anteriores del proyecto de reglamento; c) mecanismos contractuales basados en la modalidad *take or pay*.

234. El esquema de nominaciones permite establecer las secuencias de despacho de producto, definir las parcelas ("batches") e introducir sistemas automáticos de facturación y coordinación. Las nominaciones de transporte y suministro se efectuarían en forma descentralizada por parte de los remitentes (mayoristas, refinadores, importadores). El transportador tendría a su cargo la consolidación y coordinación de ésta información, la cual sería uno de los insumos para la toma de decisiones en refinería y para la programación del transporte.

235. Se ha propuesto alternativamente, organizar un Comité de Abastecimiento y Transporte como sustituto del sistema de nominaciones. El Comité sería activo en la planificación de refinería y la producción de combustibles y en él participarían representantes de la UPME, los mayoristas, refinadores privados y Ecopetrol (refinería, transporte y comercio internacional).

236. El Comité desarrolla múltiples funciones, lo cual es un aspecto que se considera inadecuado. Tiene un rol importante como *planificador* en la medida en que definiría el Plan Nacional de Abastecimiento del país, pronosticaría la demanda de combustibles y desarrollaría funciones relacionadas con el Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transporte. Igualmente, tendría a su cargo funciones propias de una *autoridad de regulación*, en la medida en que aprueba y vigila en cumplimiento de los reglamentos de Operación, Conexión, Reclamos y Medición. Finalmente, desarrollaría *funciones operativas* relacionadas con el planeamiento del abastecimiento a corto plazo, la definición de balance de productos, planes de producción y de cargas, transporte y almacenamiento, planes de contingencia para enfrentar situaciones anormales de tipo laboral, operativo, mantenimiento y seguridad, etc.

237. Ecopetrol tiene de hecho posición dominante en el sector de combustibles y su ejercicio o los eventuales abusos de la misma, no pueden prevenirse mediante la conformación de un Comité con múltiples y contradictorias funciones que cuente con la participación de todos los agentes del sector.

238. Se consideró la posibilidad de establecer un esquema descentralizado de ampliación de la capacidad de transporte, similar al utilizado en gasoductos, en el que los usuarios definen su demanda de transporte a largo plazo, el transportador establece un plan de expansión que satisface esa demanda en forma eficiente y los usuarios reservan la capacidad de transporte que necesitan por medio de contratos de transporte a largo plazo, los cuales otorgan prioridad en el uso de los poliductos. Los contratos a largo plazo se complementan con un mercado secundario de capacidad a corto plazo y esquemas tarifarios más complejos que remuneran en forma separada la capacidad y el volumen transportado.

239. Estas complejidades solamente se justifican cuando existen usuarios con patrones de consumo diferentes, algunos con fluctuaciones pronunciadas en la demanda, las cuales exigen contar con una capacidad de transporte disponible pero con baja utilización. También, cuando hay diversas fuentes de suministro, existe el riesgo de que algunos tramos de la red de transporte queden con baja utilización cuando una fuente deja de ser competitiva.

240. Se sugiere adoptar un esquema de transporte de uso común donde los usuarios nominan sus necesidades de transporte en forma autónoma de acuerdo a sus necesidades y el transportador concilia las nominaciones con la capacidad disponible y hace la programación del transporte. El esquema operaría de la siguiente forma:

- a) El transportador mantiene la relación de los remitentes registrados (refinadores, importadores y distribuidores mayoristas), los cuales deben contar, en los puntos de

conexión al sistema de transporte, con las instalaciones requeridas para entregar y retirar oportunamente el producto a transportar.

- b) El transportador preparará y comunicará a los remitentes registrados, a comienzos de cada mes, un plan que cubra al menos los dos meses siguientes, con información sobre la capacidad disponible del sistema del transporte, el calendario de los ciclos de transporte previstos para el periodo y las fechas límites antes de las cuales los remitentes deberán enviar al transportador la nominación de productos para los ciclos de transporte programados.
- c) El plan de transporte debe cubrir un periodo suficiente para que las refinerías puedan confirmar su plan de refinación, para que los importadores hagan las gestiones para la importación de productos y para que el transportador pueda anticipar las necesidades de transporte. De acuerdo a las prácticas actuales de Ecopetrol, un período de 2 meses sería suficiente.
- d) Los remitentes interesados en transportar productos refinados por el sistema de poliductos enviarán al transportador, dentro de los plazos establecidos en el plan de transporte, sus nominaciones las cuales deben especificar el tipo y calidad de los derivados y el régimen de entregas y recibos durante el período.
- e) El transportador conciliará los volúmenes nominados por los remitentes con la capacidad disponible en cada tramo del sistema para el periodo programado y con las necesidades de producto para mantener una operación eficiente y segura del sistema de transporte.
- f) El transportador enviará a los remitentes el programa de transporte preliminar para sus comentarios. Con base en esos comentarios, el transportador elaborará la programación definitiva de transporte para el periodo programado y la comunicará a los remitentes.
- g) El transportador podrá modificar la programación, previo aviso a los remitentes afectados, por situaciones imprevistas en el transporte o en el abastecimiento.
- h) El remitente puede solicitar reprogramación de las cantidades programadas y de los sitios de entrega. El transportador aceptará el cambio cuando no afecta negativamente la operación del sistema de transporte y la confiabilidad de suministro.
- i) El transportador establecerá un esquema de incentivos y multas a los remitentes con el objeto de desestimular acciones que afecten negativamente la programación eficiente de refinerías y del sistema de transporte.
- j) Las diferencias entre los volúmenes programados y entregados por cada remitente se contabilizarán en cuentas de balance que se liquidarán al final de cada mes.

241. Se recomienda establecer un plazo de un año para poner en operación el esquema descentralizado de nominaciones, que permita preparar y aprobar los reglamentos requeridos, desarrollar y probar los programas de computador y establecer los sistemas y procedimientos de comunicaciones.

3. Organismo regulador

242. Para introducir un esquema de regulación económica que garantice el acceso y permita estructurar un sistema de precios eficiente, es necesario especializar y tecnificar el ejercicio de la regulación del sector, lo cual significa la creación de un organismo

independiente de regulación con carácter técnico. La regulación del sector y la definición de políticas está actualmente en cabeza del Ministro de Minas y no es legalmente delegable. Además el jefe de la cartera obra como Presidente de la Junta Directiva de Ecopetrol. Surgen dificultades con este esquema ya que consolida en cabeza del Ministro múltiples roles, los cuales pueden entrar en conflicto.

243. Actualmente, se discute en el Congreso el Proyecto de Ley No. 165 de 1999 por el cual se crea la Comisión de Regulación de Refinación, Transporte, Distribución y Comercialización de Combustibles. Derivados de Petróleo. En ésta Comisión tendrían asiento, además de los Ministros de Minas y de Hacienda y del Jefe de Planeación, representantes de los distribuidores mayoristas, de los minoristas y de los distribuidores de GLP y contaría con tres expertos comisionados de dedicación exclusiva. La Comisión tendría una amplia gama de funciones en relación con la refinación, transporte y comercialización de derivados de petróleo, incluyendo no sólo la regulación sino actividades de planificación, autorización de importaciones, fijación de metodologías y cálculo de sobretasas impositivas relacionadas con el sector. El concepto detrás del proyecto es inadecuado no sólo porque hace una mezcla de gran cantidad de funciones en un solo organismo sino porque involucra en la toma de decisiones de regulación a los comercializadores, quienes son precisamente algunos de los agentes cuya actividad será objeto de decisiones de regulación. Además, duplicaría institucionalmente funciones que corresponden a otras áreas del Ministerio y significa la creación de un ente burocrático más.

244. Se analizaron esquemas alternativos, que sin ser totalmente satisfactorios, puedan por lo menos favorecer un análisis más técnico e independiente del ejercicio de la regulación: a) delegar en la Creg el apoyo técnico; el equipo de expertos sometería los temas a discusión de la Comisión; las decisiones serían tomadas mediante Resoluciones Ministeriales y no por resoluciones de la CREG por existir restricción legal; b) delegar en la UPME el apoyo y la discusión del tema técnico; adopción de las decisiones por vía de Resoluciones Ministeriales; c) conformar un equipo técnico especializado al interior del Ministerio y dirigido por el Viceministro, que apoye técnicamente las decisiones del Ministro⁴¹; d) solicitud oficial por parte del Gobierno para modificar el proyecto de Ley en trámite y asignar por ley las funciones de regulación a la CREG. Se propone adoptar la opción c) como opción transitoria en espera de eventuales desarrollos legales de los proyectos presentados al Congreso.

245. Por otra parte, se propone asignar a la División de Hidrocarburos las funciones de supervisión, las cuales se realizan a 3 niveles: a) verificación del cumplimiento de los reglamentos asociados al servicio, incluyendo las prescripciones tarifarias y en general todos los compromisos contraídos en virtud de la ley y los reglamentos; b) verificación del cumplimiento de estándares ambientales, en lo que no corresponda al Ministerio de Medio Ambiente; c) verificación del cumplimiento de normas de calidad y seguridad. Esta división sería igualmente encargada de dar el concepto técnico preliminar a la Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía quien aplicará las sanciones correspondientes en caso de transgresión de las normas arriba mencionadas. Por lo tanto, la

⁴¹ Sería un equipo técnico independiente de la División de Hidrocarburos ya que sobre esta División recaen, de acuerdo con la propuesta del reglamento, funciones de vigilancia y control.

División de Hidrocarburos ampliaría sus funciones, actualmente relacionadas con la verificación de cumplimiento de requisitos técnicos.

4. Regulación de las tarifas de transporte y almacenamiento

246. La red de transporte existente y las ampliaciones en proceso de construcción son suficientes para atender la demanda prevista hasta la segunda mitad de la década 2000-2010, excepto por ampliaciones menores en los tramos Galán-Bucaramanga, Gualanday-Neiva y Sebastopol-Medellín que se requieren antes de esa fecha. La ampliación más importante en etapa de construcción es el poliducto Sebastopol-Tocancipá, el cual establece otra ruta para abastecer a Bogotá y alivia la carga de transporte por el poliducto Puerto Salgar-Mansilla, única fuente de suministro para esta área.

247. La proyección de los volúmenes transportados para los próximos años muestra un uso bastante uniforme de los diferentes tramos, con factores de utilización (relación entre el volumen promedio diario y la capacidad máxima) que varían entre 60% y 80%, con excepción de las líneas desde los terminales marítimos, que tendrían un factor de utilización bajo (ver Tabla 9). La baja utilización del poliducto Buenaventura-Yumbo refleja una tendencia a reducir su uso debido al alto costo de la importación de combustibles por la costa pacífica. Por otra parte, el volumen transportado por la línea Pozos Colorados-Galán es muy sensible a las ampliaciones en la capacidad refinadora en el interior y a las decisiones sobre importación de combustibles. Por ejemplo, la construcción de la refinería de Sebastopol y la posible ampliación de la capacidad de la refinería en Barranca dejarían sin uso este poliducto por varios años.

Tabla 9

Poliducto	Longitud	Capacidad	Flujo VAE	Utiliz.
	(kms)	(KBDC)	(KBDC)	%
Cartagena-Baranoa	99,0	26	15,3	59%
Pozos Colorados- Galán	503,0	69	31,1	45%
Galán-B/manga	95,2	19	13,9	71%
Galán-Sebastopol	111,0	218	160,5	74%
Sebastopol-Medellín	168,0	74	51,3	69%
Medellín-Cartago	231,0	32	26,7	84%
Sebastopol-Salgar	134,0	127	89,9	71%
Salgar-Bogotá	137,0	84	56,4	67%
Salgar-Neiva	327,0	23	15,8	68%
Salgar-Cartago	208,4	30	20,6	69%
Cartago-Yumbo	160,0	46	31,3	68%
Buenaventura-Yumbo	100,0	20	2,5	13%
Sebastopol-Bogotá	275,0	35	20,8	59%

248. El Código de Petróleos establece los siguientes criterios generales para fijar las tarifas de transporte por poliductos:

- a) El Gobierno fijará las tarifas de transporte teniendo en cuenta la amortización de la inversión, los gastos AOM, y una utilidad equitativa sobre el capital invertido que refleje la rentabilidad de este tipo de negocios en otros países (Artículo 56)
- b) El Ministerio de Minas y Energía (MME) revisará las tarifas de transporte, trasiego y almacenamiento cada 4 años teniendo en cuenta los gastos AOM, los gastos por depreciación, amortización e impuestos y una utilidad equitativa sobre la inversión revalorizada. Las tarifas se pueden revisar en cualquier momento debido a situaciones imprevistas que afecten el equilibrio económico financiero del contrato (artículo 57).

249. El MME, por medio de las resoluciones 8-2438 y 8-2439 de diciembre de 1998, aprobó una nueva fórmula para la fijación de precios de gasolina corriente motor y ACPM la cual incluye las siguientes tarifas de transporte:

- a) Una tarifa para Pozos Colorados-Galán, como una componente de costo para calcular el ingreso al productor para gasolina corriente. El ingreso al productor representa el precio de paridad de importación puesto en Barranca e incluye, entre otras cosas, todos los fletes y costos de transporte para llevar el producto desde el centro de mercado en el golfo de México hasta Barranca.
- b) Una tarifa estampilla para transporte por los demás poliductos, como una componente del costo para calcular el precio máximo de venta al distribuidor mayorista de gasolina y ACPM (la sumatoria del ingreso al productor, la tarifa estampilla, el impuesto sobre las ventas y el impuesto global). El precio máximo de venta al distribuidor mayorista es el mismo valor para todo el país, independiente del sitio de destino del producto

250. Se observa lo siguiente en relación a las tarifas de transporte fijadas por MME:

- a) El cargo de transporte Pozos Colorados-Galán se incluye en el precio máximo al cual una refinería local o un importador puede vender gasolina a un distribuidor mayorista en cualquier punto del mercado local, bien sea en la costa atlántica o el interior, sin importar que en el primer caso no se hace uso de ese poliducto. El cargo Pozos Colorados-Galán se calcula como el costo medio de transporte por volumen vendido en el mercado nacional, lo cual equivale a un cargo estampilla nacional con carácter de sobrecargo.
- b) La tarifa estampilla que se aplica para los demás poliductos es en la práctica una sobrecargo al consumo de gasolina y ACPM pues se incluye en la tarifa máxima de venta al distribuidor mayorista en todos los puntos de la red, aun para entregas en puerta de refinería.
- c) Los cargos estampilla no son una señal eficiente pues no muestran las diferencias relativas que existen en los costos incrementales de transporte entre los diferentes puntos de la red. Además este tipo de cargos incentiva el by-pass en los sitios mas cercanos al centro de suministro, lo cual se confirma, en este caso, por el auge reciente del contrabando de gasolina en la Costa Atlántica para venta directa al minorista.
- d) El procedimiento de cálculo de los cargo no tendría mayor importancia si las decisiones de producción o importación de gasolina las tomara en forma centralizada Ecopetrol con base a un plan de expansión de mínimo costo. Sin embargo, bajo un esquema descentralizado con libertad de entrada a los negocios de refinación e importación de

gasolina, los cargos de transporte afectan y pueden distorsionar las decisiones de estas empresas.

- e) Los cargos de los poliductos Pozos Colorados-Barranca y Buenaventura-Yumbo son especialmente críticos pues afectan la competitividad relativa entre productos importados y refinados en el interior y, además, deben reflejar el hecho que estos poliductos tienen un factor de utilización relativamente bajo pero cumplen con una función estratégica como reserva para asegurar el suministro al mercado del interior en caso de fallas o emergencias en la refinería de Barranca. En este caso, una tarifa basada en el costo medio por volumen transportado es ineficiente pues desincentiva la utilización del poliducto.

251. La aplicación de un esquema tarifario por tramos que tenga en cuenta la distancia recorrida entre los puntos de entrega y retiro del combustible crea diferencias relativas importantes entre los cargos de transporte a los principales centros de consumo.. Los resultados se resumen en la Tabla 10. Se observa lo siguiente:

- a) En algunos casos, hay una diferencia importante entre el costo medio calculado con base en el volumen proyectado (columna 4) y el calculado bajo condiciones de utilización plena de la capacidad disponible (columna 3), lo cual refleja el grado de subutilización de algunos poliductos. La línea Buenaventura-Yumbo está subutilizada y muestra un costo medio muy alto por unidad de volumen transportado.
- b) Los costos de transporte por tramos para las ciudades cercanas a los centros de producción son sustancialmente más bajos que la tarifa estampilla calculada por el MME.
- c) Los costos de transporte para los puntos extremos de la red (Yumbo y Neiva) son sustancialmente mas altos que la tarifa estampilla

252. Un cálculo preliminar de los costos incrementales promedio a largo plazo por tramo (ver Tabla 11), en lugar de los costos medios, muestra que:

- a) Se reducen sustancialmente las diferencias en los costos de transporte entre los diferentes centros de mercado en el interior. Estos resultados sugieren que no se justifica, desde el punto de vista económico, establecer diferencias sustanciales por localización en los costos de transporte en el interior, como las que resultan de aplicar costos medios por tramos⁴².
- b) Por coincidencia casual, la tarifa de transporte basada en los costos incrementales es similar a la aprobada por el MME, la cual se basa en un costo promedio.
- c) En el caso de poliductos subutilizados, la tarifa basada en costos incremental solo remunera una porción pequeña de los costos hundidos de inversión del transportador. En principio, es posible recuperar parte del déficit financiero, sin desestimular el uso de un poliducto subutilizado, por medio de un cargo adicional por capacidad reservada que sería pagado por aquellos remitentes – principalmente la refinería - que necesitan tener capacidad disponible.

⁴² Sin embargo, es necesario validar estos resultados con un mejor análisis de costos incrementales, pues hay inconsistencias en la información utilizada para el programa de inversiones y el incremento en los volúmenes a transportar..

Tabla 10

Comparacion tarifas
US\$/barril

	Vigente		Por tramos	
	Inicial a/	Actual b/	Capacidad c/	Volumen c/
Pozos-Barranca	0,84	0,67	3,67	6,77
Barranca-Bogotá	4,24	3,42	3,69	4,62
Barranca-Medellín	4,24	3,42	2,12	2,49
Barranca-Cali	4,24	3,42	5,51	6,47
Barranca-Bucaramanga	4,24	3,42	1,91	2,23
Barranca-Neiva	4,24	3,42	4,75	5,76
B/ventura-Cali	4,24	3,42	3,29	20,33
Cartagena-Baranoa	4,24	3,42	1,21	1,67

a/ A la tasa de cambio de 1575 utilizada para el cálculo de la tarifa
 b/ A la tasa de cambio de 1950 actual
 c/ Incluye costo de pérdidas 0,194 US\$/barril Para Poz-Gal 0,114
 Capacidad: utilización 85% capacidad
 Volumen: con base a volumen proyectado

Tabla 11

Comparacion tarifas
Costos incrementales
US\$/barril

	Vigente		Por tramos	
	Inicial a/	Actual b/	AOM& pérd.	CIPLP c/
Pozos-Barranca	0,84	0,67	0,23	0,64
Barranca-Bogotá	4,24	3,42	0,27	3,26
Barranca-Medellín	4,24	3,42	0,25	2,05
Barranca-Cali	4,24	3,42	0,33	3,03
Barranca-Bucaramanga	4,24	3,42	0,13	1,55
Barranca-Neiva	4,24	3,42	0,33	1,85
B/ventura-Cali	4,24	3,42	0,26	NA
Cartagena-Baranoa	4,24	3,42	0,12	1,72

a/ A la tasa de cambio de 1575 utilizada para el cálculo de la tarifa
 b/ A la tasa de cambio de 1950 actual
 c/ CIPLP: costo incremental promedio a largo plazo
 Con base en pérdidas de 0.5%

253. Otro aspecto importante a considerar en el diseño tarifario es la regulación separada del transporte de GLP por parte de la CREG. La resolución CREG-084/97 establece un cargo estampilla base para el transporte de GLP por ducto, y la fórmula de actualización anual, pero no define el criterio utilizado para calcular el cargo base. La aplicación de criterios diversos y poco consistentes para regular la tarifa de servicios iguales (transporte

de GLP y de otros derivados) no tiene presentación técnica. Sería deseable que en un futuro se aplicaran criterios y metodologías consistentes.

254. Con base en los resultados obtenidos, se concluye y recomienda lo siguiente:

- a) Introducir diferencias regionales en los precios de la gasolina para la costa atlántica por medio de la aplicación de un cargo separado para la línea Cartagena-Baranoa, que refleje sus costos de transporte, los cuales son sustancialmente más bajos que el cargo estampilla actual. De esta manera, el precio de los combustibles en la Costa Atlántica se reduciría debido a menores costos de transporte y se eliminaría parte de las distorsiones actuales que incentivan el contrabando de combustible.
- b) Establecer una tarifa de dos partes (cargos de volumen y capacidad) para el poliducto Pozos Colorados-Galán que permita remunerar la capacidad ociosa que sirve una función estratégica para la refinería. Además, establecer una tarifa separada para la línea Buenaventura-Yumbo, con una estructura similar.
- c) Mantener una tarifa estampilla para el resto de la red del interior. Para esta red no se justifica diferenciar los cargos de transporte por tramos con base en costos promedio, pues se crearían diferencias relativas sustanciales en los costos de transporte que no se pueden sustentar por diferencias objetivas en los costos incrementales.

Pérdidas de producto

255. El MME incluyó en el cálculo de la tarifa de transporte el costo del producto perdido tomando como base un factor de pérdidas normativo de 0.5%, lo cual no es recomendable pues, en primer lugar, puede representar una componente importante del costo de transporte y, en segundo lugar, el precio del producto es difícil de pronosticar por la volatilidad natural del precio internacional mas la incidencia de cambios en el régimen de impuestos. Se considera mas transparente asignar a los remitentes las pérdidas de producto (que no se deban a negligencia del transportador) a prorrata del volumen transportado tal como se hace en el caso de electricidad y gas en Colombia y en poliductos en los Estados Unidos. El problema adicional que se presenta en Colombia es definir si las elevadas pérdidas por hurto son debidas a negligencia del transportador y, por lo tanto, definir cual es el factor de pérdidas normativas que refleja prácticas operativas eficientes.

256. El factor de pérdidas consolidado para toda la red nacional de poliductos muestra una tendencia creciente durante 1999 debido al aumento en el robo de gasolina especialmente en el poliducto Pozos Colorados-Galán. De valores de 0,62% en el primer trimestre de ese año, las pérdidas han aumentado a niveles cercanos a 1.5% en el último trimestre. Las pérdidas en el poliducto Pozos Colorados-Galán representan 3 o 4 veces las pérdidas a nivel nacional. Para la mayoría de los poliductos las pérdidas normativas de 0.5% utilizadas actualmente por el MME parecen razonables, excepto en el caso de Pozos Colorados-Barranca, para el cual no es claro que sea económica o técnicamente factible reducir el hurto a esos niveles

257. Se propone el siguiente tratamiento tarifario para las pérdidas de transporte:

- a) La tarifa de transporte incluye el costo de transporte de las pérdidas normativas, pero no incluye el costo del producto perdido.
- b) Las pérdidas normativas se asignan a los remitentes en las cuentas de balance.
- c) El transportador asume el costo del transporte del producto perdido y el costo del producto perdido por encima de las pérdidas normativas aprobadas.
- d) El distribuidor mayorista tendría derecho de cobrar al minorista, además de su margen de mayorista, el costo del producto perdido correspondiente a las pérdidas normativas.
- e) Considerar pérdidas normativas de 1.5% para Pozos Colorados-Barranca.

Almacenamiento

258. El decreto 283 de 1990 (artículo 90) establece que los distribuidores mayoristas deben tener disponible capacidad de almacenamiento para cada combustible líquido equivalente a 15 días de su demanda. A mediados de 1998, los distribuidores mayoristas mantenían en promedio solamente 9 días de almacenamiento en sus plantas de abastecimiento. Buena parte de la deficiencia en almacenamiento en Bogotá ha sido suplida por Ecopetrol en sus estaciones terminales (ver Tabla 12 con la situación prevista para el 2000).

Tabla 12

Capacidad de almacenamiento en tanques y líneas de poliducto

	Capacidad útil	Días de almacenamiento
	miles bls	
Refinerías	2.700	12,9
Terminales marítimos	943	4,5
Estaciones de poliducto	1.255	6,0
Estaciones terminales	1.058	5,0
Líneas de poliducto	1.444	6,9
Pozos-Galán	337	1,6
Otros	1.107	5,3
Plantas de abasto	1.865	8,9

259. La regulación actual del almacenamiento no es transparente, no promueve la eficiencia y no funciona, por las siguientes razones:

- a) El decreto establece una norma de capacidad mínima que no está sustentada en criterios objetivos ni respaldada por un análisis económico.
- b) No se han aplicado penalizaciones por incumplimiento de la norma.
- c) La exigencia a los mayoristas de mantener capacidad propia de almacenamiento se convierte en una barrera de entrada para nuevos mayoristas y puede resultar en inversiones ineficientes. Cada vez es más difícil encontrar sitios apropiados para

construir plantas de abastecimiento y hay economías de escala importantes en la construcción de tanques de almacenamiento.

- d) El inventario del producto en tránsito a cargo de los mayoristas aumenta el costo de su capital de trabajo y representa un porcentaje significativo de su margen regulado (15%). Sin embargo, los mayoristas no tienen control del inventario que se debe mantener, el cual es el resultado de decisiones operativas de Ecopetrol, ni el margen actual cubre todos los costos del capital de trabajo.
- e) el costo de inversión en los tanques de Ecopetrol localizados en las estaciones terminales se incluye en la tarifa estampilla de transporte, por lo cual se cobra uniformemente a todos los distribuidores mayoristas sin tener en cuenta diferencias relativas en el almacenamiento propio con que cuenta cada uno de ellos.

260. Por lo tanto, los mayoristas no construyen el almacenamiento de seguridad ni mantienen el inventario que se les exige, pues los costos correspondientes no están reflejados en forma completa en el margen del mayorista. Ecopetrol sufre la deficiencia y trata de pasar los costos a los mayoristas en las tarifas de transporte y en colocaciones forzadas del producto

261. Se recomienda establecer un esquema transparente de regulación del almacenamiento, que siga los siguientes lineamientos:

- a) Los costos de inversión en los tanques de almacenamiento operativo de Ecopetrol se incluyen como parte de los costos de inversión del transportador y se remuneran en la tarifa de transporte;
- b) Revisar la norma de los 15 días de almacenamiento con base en un criterio objetivo que defina claramente la duración de las contingencias consideradas y tenga en cuenta la localización de la zona y el tiempo estimado para transportar productos a esa zona desde el punto de suministro más cercano. Los resultados de un análisis preliminar muestran que el requisito de almacenamiento varía entre 10 y 17 días dependiendo de la localización.
- c) Establecer en el Reglamento de Operación los criterios para el dimensionamiento del almacenamiento de operación y los criterios para calcular los niveles de inventario que se deben mantener en esos tanques para garantizar una operación confiable del sistema de transporte; el reglamento también define los niveles de inventario en estaciones terminales y plantas de abastecimiento por región, requeridos para garantizar un suministro confiable de combustibles;
- d) los distribuidores mayoristas pueden alquilar la capacidad de almacenamiento de Ecopetrol (en las estaciones terminales) que necesiten para mantener los niveles de inventario exigidos para garantizar la confiabilidad de suministro; los distribuidores pagan a Ecopetrol un cargo de arrendamiento por estos servicios;
- e) se reconoce como costo del distribuidor mayorista, trasladable al usuario, el costo anual del capital de trabajo relacionado con el inventario que mantiene en el lleno de línea y en las estaciones terminales hasta los niveles mínimos exigidos en el Reglamento de Transporte
- f) los distribuidores mayoristas son responsables de cargar en los sistemas de poliductos los volúmenes de producto requeridos para mantener un lleno de línea adecuado desde el punto de vista operativo. Por otra parte, los distribuidores mayoristas deciden en

forma autónoma las cantidades de producto que desean cargar para atender su demanda y manejar sus inventarios en las estaciones terminales y en las plantas de abastecimiento,

- g) en el caso que los distribuidores mayoristas no cumplan en promedio con los niveles de inventario requeridos por zona, estarán sujetos a una penalización.

B. El reglamento de transporte

262. Los asesores prepararon una resolución de Ministerio de Minas y Energía que define la regulación del transporte por poliductos en dos aspectos: uno general y otro operativo y técnico. La regulación general declara el transporte como un sistema de acceso abierto, desarrolla el marco regulatorio global del sector y establece las reglas de juego que garanticen igualdad de condiciones para todos los actores, sean éstos públicos o privados. Las regulaciones de alcance operativo y técnico definen las reglas de operación y las condiciones técnicas del transporte en condiciones tales que permitan una salvaguardia del principio de acceso abierto. La resolución, anexa al informe No.3 de la asesoría, incluye los temas relacionados a continuación.

Regulaciones Generales

Definiciones

Objetivos de la regulación del servicio de transporte por poliductos

Principios que rigen la actividad transporte

Reglamento de operación

Ambito de aplicación

Autoridad de regulación sectorial

Autoridad para la vigilancia y el control

Autoridad de planeación sectorial

Autoridad para el control de practicas comerciales restrictivas y protección del consumidor

Obligaciones y responsabilidades de los transportadores

Obligaciones de los usuarios del sistema de transporte

Obligación de registro.

Acceso abierto a los sistemas de transporte

Separación de actividades

Neutralidad y principio de no discriminación

Prohibición de practicas comerciales restrictivas

Integración del poliducto pozos colorados – galán al sntc

Nuevas conexiones a los sistemas de transporte por poliductos

Expansión de los sistemas de transporte y almacenamiento

Libertad para construir poliductos de iniciativa privada

Conexiones

Contratos

Almacenamiento en terminales

Almacenamiento e inventario a cargo del distribuidor mayorista

Principios para la remuneración del servicio publico

Asesoría en el sector de gas natural :Informe
final, Evamaria Uribe, Manuel I. Dussan

338.7 U762a1 Ej. 1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO