

La industria del gas en Colombia:

Estructura y competencia

Alfredo García

Banco Interamericano de Desarrollo

Washington, D. C.

**Serie de buenas prácticas del
Departamento de Desarrollo Sostenible**

**Catalogación (Cataloging -in-Publication) proporcionada por
Banco Interamericano de Desarrollo
Biblioteca Felipe Herrera**

García, Alfredo.

La industria del gas en Colombia : estructura y competencia / Alfredo García.

p. cm. (Sustainable Development Department. Best practices series ; IFM-125)
Includes bibliographical references.

1. Gas industry--Colombia. 2. Competition--Colombia. I. Inter-American Development Bank. Sustainable Development Dept. Infrastructure and Financial Markets Division. II. Title. III. Series.

665.7 G852--dc21

Alfredo García fue miembro de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y profesor en el Departamento de Ingeniería Industrial de la Universidad de Los Andes, ambas en Colombia. Se incorporó luego al Grupo Brattle, donde se desempeña actualmente.

Las opiniones expresadas en este documento son responsabilidad del autor y no necesariamente reflejan la posición oficial del Banco Interamericano de Desarrollo.

marzo de 2000

Esta publicación (Número de referencia: IFM-125) puede obtenerse dirigiéndose a:

División de Infraestructura y Mercados Financieros
Publicaciones, Parada W-0508
Banco Interamericano de Desarrollo
1300 New York Avenue, N.W.
Washington, D.C. 20577

Correo electrónico:	sds@ifm@iadb.org
Telefax:	202-623-2157
Sitio de Internet:	http://www.iadb.org/sds/ifm

Prefacio

Hasta bien entrada la década de los ochenta, el pensamiento de moda en América Latina recomendaba la gestión de los servicios de infraestructura a través de monopolios públicos verticalmente integrados. Esta recomendación se basaba en las limitaciones del mercado para asignar eficazmente los recursos en presencia de economías de escala, rendimientos crecientes y costes hundidos, características tecnológicas propias de los sectores de infraestructura. Desde mediados de la década de los ochenta, se fue abriendo paso un nuevo consenso que puso en tela de juicio que los rendimientos crecientes y las economías de alcance justificaran la provisión de servicios de infraestructura a través de un monopolio público. El nuevo consenso argumenta que el mercado y la competencia deben estar presentes en todas las fases en que sean posibles, puesto que, debido al desarrollo tecnológico, los costes de transacción derivados de la separación de las actividades que configuran la provisión de los servicios de infraestructura son pequeños en comparación con las pérdidas de eficiencia derivadas de la presencia de un monopolio integrado. Coherentemente con el nuevo consenso, la competencia y la participación del sector privado han informado las reformas de los sectores de infraestructura en América Latina. Aunque estas reformas están funcionando con éxito en la mayoría de los países, el grado de competencia en la provisión de estos servicios es bajo.

El Banco Interamericano de Desarrollo apoya y financia las reformas de los servicios de infraestructura y para las acciones necesarias para asegurar la sostenibilidad de las mismas. La competencia efectiva en los servicios de infraestructura aparece como uno de los retos principales con el que se enfrentan los países de Latinoamérica. En este contexto, la División de Infraestructura y Mercados Financieros está desarrollando un programa de trabajo, *Políticas de competencia en los servicios de infraestructura*, consistente en identificar problemas de competencia en sectores de infraestructura de la región y en analizar las razones legales y estructurales que lo provocan. Este programa de trabajo contempla asimismo la identificación de aquellas regulaciones de competencia que son apropiadas para promover la competencia en los servicios de infraestructura y frenar los comportamientos no competitivos de agentes con poder de mercado.

Este artículo, el primero de este programa de trabajo, identifica y analiza los problemas de competencia en el sector del gas de Colombia. Su tesis central es que a pesar de que el aumento de la competencia fue uno de los objetivos de las reformas de la década de los noventa en Colombia, la competencia efectiva en el sector de gas es muy baja. La conjunción de una regulación sectorial intervencionista, unas leyes de competencia confusas, y una alta concentración de la propiedad explican, a juicio del autor, la falta de competencia del sector.

Pietro Masci

Jefe

División de Infraestructura y Mercados Financieros

Indice

Introducción	1
Regulación de la industria	3
Estructura de la propiedad de la industria	7
Derecho de competencia e instituciones del sector	11
La liberalización de precios al por mayor y la concentración de la propiedad: Un debate abierto	16
Conclusiones	19
Referencias	21

Introducción

A comienzo de los años ochenta, bajo la égida del monopolio estatal de petróleos, Ecopetrol, se inicia en Colombia el desarrollo del sector de gas natural mediante una agresiva estrategia de sustitución de combustibles. La organización inicial de la industria, con una completa integración vertical, estaba motivada por la necesidad de asegurar la coordinación de inversiones y operación en las actividades de producción, transporte y distribución. A comienzos de los años noventa, se reforma el sector del gas siguiendo al igual que el resto de los servicios públicos. Estas reformas se basaron en tres pilares. En primer lugar, el Estado pasa de ser empresario a regulador de la provisión de servicios que realiza la empresa privada. En segundo lugar, se introduce competencia en aquellos segmentos en que ello es viable. Como consecuencia de ello, la industria del gas natural sufre, al igual que la de electricidad y otros servicios públicos, una separación vertical de negocios y se imponen restricciones a la integración horizontal y vertical. En tercer lugar, las encargadas de desarrollar y hacer cumplir la regulación son agencias independientes.

En la nueva estructura institucional del sector, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) asume las funciones que alguna vez ejercieran, en el pasado, la Comisión de Precios de Petróleo y Gas Natural (CCPGN) y la Junta Nacional de Tarifas. A diferencia de estas dos instituciones del pasado, la CREG goza ahora de un razonable grado de independencia del poder ejecutivo, en la forma de términos fijos para sus miembros y autonomía presupuestal. Por su parte, el Ministerio de Minas y Energía (MME), y sus entidades dependientes (notablemente la Unidad de Planeación Minero Energética UPME), está encargado de la definición de políticas del sector energético. La diferencia entre el ámbito de la política y la regulación energética ha

ocasionado, frecuentemente, controversias entre las diferentes instituciones, cómo discutiremos más adelante. Por otro lado, el Ministro de Minas y Energía preside, paralelamente, las juntas directivas de importantes empresas del sector energético que son aún propiedad del Estado (por ejemplo, Ecopetrol) y las sesiones de la CREG, resultando en una falta de separación entre la regulación y la provisión del servicio de gas. Los agentes privados que conforman el mercado son las empresas petroleras privadas que mediante contratos de asociación con Ecopetrol producen y comercializan gas, en lo que tradicionalmente ha sido visto como un negocio complementario a la producción de crudo; las empresas de distribución y comercialización, y los grandes usuarios, destacándose en este grupo, los generadores de termoelectricidad que fueron atraídos por la perspectiva de desregulación del sector eléctrico y una historia de precios de gas percibidos generalmente como bajos.

A pesar de que el aumento de la competencia fue uno de los objetivos de las reformas de la década de los noventa, la competencia efectiva en el sector de gas de Colombia es muy baja. Ello se debe a la conjunción de tres factores: una regulación sectorial intervencionista, leyes de competencia confusas, y una alta concentración de la propiedad.

El objetivo de este documento es investigar y analizar estos aspectos para identificar los mecanismos a través de los que los citados factores limitan la competencia efectiva y frenan el desarrollo del sector, para así apuntar algunas recomendaciones. En cuanto a la organización de este documento, la segunda sección describe las regulaciones vigentes en el sector, mientras que en la sección siguiente se presenta la estructura de la propiedad. La cuarta sección analiza el marco legal institucional del derecho de compe-

tencia en lo que se relaciona con la industria del gas natural en Colombia. Adicionalmente, se presentan los elementos de un posible caso de abuso de posición dominante y se discuten formas de inducir mayor competitividad en el mer-

cado. La última sección discute las implicaciones de una liberalización de precios del gas al por mayor. Finalmente, se presentan las conclusiones del análisis.

Regulación de la industria

La construcción del marco regulatorio para la industria del gas natural en Colombia es una tarea inacabada y los aspectos importantes para el funcionamiento de los mercados de gas están en proceso de desarrollo e implantación. La desregulación de precios para la comercialización mayorista, ante el importante grado de concentración de la propiedad en esta actividad, es un importante aspecto todavía por definir. Apenas acaba de ser constituida una nueva institución, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, que tendrá una función de asesoramiento de la CREG en importantes temas como el reglamento de operación de gasoductos y las reglas de operación de los mercados secundarios. Por definir queda también el esquema de racionamiento de la demanda ante eventuales situaciones de desabastecimiento. Este esquema seguramente afectará la naturaleza contractual de las probables exportaciones de gas a países vecinos. Finalmente, en el área de política energética, la eliminación de subsidios a otros combustibles que compiten de manera desigual con el gas natural (crudo de gascilla, propano) no se ha concretado. Los subsidios a combustibles sustitutivos pueden explicar, al menos parcialmente, la relativamente baja penetración del gas natural de nuevos mercados (ver Tabla A.3, Anexo).

MARCO LEGAL Y DEFINICIONES

Los fundamentos legales en los que la CREG se apoya en su tarea reglamentaria (resoluciones) se derivan de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142/94) que sólo incluye algunos artículos específicos relativos al gas combustible. Atendiendo a su objetivo principal, esta ley aplica sus disposiciones a las actividades de distribución al sector residencial, refiriéndose a otras etapas de las actividades de los servicios públicos sólo de manera marginal.

Siguiendo el modelo del sector eléctrico, la regulación distingue las siguientes actividades relacionadas con el suministro de gas:

- *Productor*: Es quien extrae o produce gas combustible conforme a la legislación vigente. Para efectos de la regulación en materia de servicios públicos, es un comercializador.
- *Comercializador*: Persona natural o jurídica cuya actividad es la comercialización de gas combustible. Puede, o no, ser un productor.
- *Transportador*: Persona natural o jurídica cuya actividad es el transporte de gas combustible por tuberías, desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción o de entrega.
- *Distribuidor de gas por redes*: Quien presta el servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería.
- *Gran consumidor de gas*: Es un consumidor de más de 500.000 PC/D hasta el 31 de diciembre del año 2001; de más de 300.000 PC/D hasta el 31 de diciembre del año 2004; y, de más de 100.000 PC/D a partir del 1° de enero del año 2005, medida la demanda en un solo sitio individual de entrega.

LIMITES A INTEGRACION VERTICAL Y HORIZONTAL

Las limitaciones vigentes en cuanto a la concentración de propiedad en la industria del gas siguen, casi al pie de la letra, las restricciones vigentes en el sector eléctrico. Sin embargo, mientras que el sector eléctrico ha alcanzado un alto grado de cobertura, la industria del gas tiene todavía muchas economías de escala por alcanzar y se encuentra en fase de penetración y consolidación.

Las restricciones a los procesos de integración se justifican más por la falta de capacidad de las instituciones para vigilar y evitar abusos de empresas con poder dominante que por la necesidad de las mismas para permitir una estructura sectorial competitiva. De hecho, las resoluciones correspondientes enfatizan la necesidad de *prevenir* la formación de posiciones dominantes en el sector, antes que *controlar* el abuso de posición dominante sin hacer ninguna referencia a las posibles pérdidas derivadas del no aprovechamiento de las economías de escala y de alcance. De manera sucinta, las limitaciones en integración vertical y horizontal son las siguientes:

- Ningún comercializador, por sí mismo o a través de empresas que él controle, puede vender más del 25% del volumen transado en el país. Sin embargo, se exime dicha limitación cuando se trate de ventas a empresas de generación de electricidad a gas natural y los suministros de ese producto cuando sea materia prima para la industria petroquímica.
- En cuanto a la propiedad de empresas de generación de electricidad utilizando como combustible el gas natural, los productores no pueden ser dueños de más de un 25% de las acciones, pero pueden transitoriamente poseer hasta el 50%, en plantas que entraron a operar antes del 2 de noviembre del 2000, con la obligación de disminuir su porcentaje al 25% al cabo de los cinco años de operación de cada planta. Los transportadores tienen la misma restricción del 25% de las acciones, si se trata de plantas atendidas por su propio gasoducto.
- Los transportadores no pueden tener más del 25% de las acciones de una distribuidora, comercializadora o de un gran consumidor, ni pueden tampoco suscribir contratos con distribuidoras o comercializadoras para compartir utilidades, reducir costos o mitigar riesgos.
- Los productores, distribuidores y los comercializadores no pueden tener intereses económicos en una transportadora, lo que significa que no pueden ser propietarios del más

del 25% de las acciones, ni pactar estatutaria o contractualmente mecanismos que les permitan una influencia determinante en la fijación de los precios y demás condiciones de los servicios ofrecidos por el transportador; y tampoco pueden otorgarles créditos en condiciones más favorables que las prevalecientes en el mercado. Ningún productor de gas podrá ser propietario de más del 20% de una distribuidora y, si varios productores son accionistas, no podrán tener, en conjunto, más del 30% de las acciones.

- Al comenzar el año 2015, ningún distribuidor podrá atender a más del 30% de los consumidores conectados a las redes locales del país. Si alguna empresa, en la actualidad, excede ese límite no podrá adquirir acciones o llegar a controlar empresas distribuidoras existentes o nuevas. Para calcular el límite, se aplicarán los criterios de vinculación económica, lo que significa que los consumidores de un distribuidor son, no solamente los que él mismo atiende, sino los que sirven las empresas que él controla accionariamente (más del 50%), o por otros medios (convenios estatutarios, por ejemplo, que le otorgan más poderes decisorios que los que la proporción en el capital le otorgan). Además, la CREG invoca de manera expresa el concepto de "beneficiario real", lo que le permite, en cualquier momento, determinar que una cierta relación entre empresas contradice las limitaciones señaladas, aunque en apariencia no sea así.

Estas restricciones no se aplican a las empresas constituidas al momento de entrar en vigencia la Ley 142, pero deberán llevar contabilidades claramente separadas por actividad. En el caso de ECOPETROL, se le ordenó enajenar las acciones en las distribuidoras/comercializadoras antes del 31 de diciembre de 1997, proceso que ya ha sido cumplido. La comercialización conjunta por parte de ECOPETROL y sus Asociados terminó el 12 de septiembre del 2000. A partir de esta fecha los productores-comercializadores de gas deben vender por separado el gas de su propiedad. La regla se aplica tanto para el gas extraído dentro del mismo contrato de asociación como para los que correspondan a contratos distintos, lo que significa que ECOPE-

TROL tendrá que poner en venta por separado los volúmenes que le corresponden de cada campo.

REGULACION DE PRECIOS

En 1975 la Comisión de Precios de Petróleo y Gas Natural (CCPGN) expidió la resolución 039 (10/07/75) en la cual se fijaron los precios del Gas Natural de La Guajira¹. Estos precios fueron indexados con el precio promedio semestral del *fuel oil* (FOB Cartagena). Luego, en 1983, la misma entidad, mediante la resolución 061 (2207/83), adicionó éstos con precios para el gas no asociado en tierra de la Costa Norte y Magdalena Medio (Uscorr\$2.00), el gas marino o de otras áreas terrestres (Uscorr\$2.20) y el gas asociado en las dos localizaciones anteriores (50% del valor del no asociado). Estos precios también se indexaron con el promedio semestral del precio del *fuel oil* (FOB Cartagena), pues era precisamente este combustible el que efectivamente iría a desplazar el gas natural.

Desde 1995, la CREG expide una serie de resoluciones que buscan reglamentar el cálculo de las tarifas para transporte, comercialización mayorista y distribución. El 30 de julio de 1996, la CREG dictó la Resolución 057, que comprendía todas las resoluciones de gas natural expedidas por la comisión a la fecha. Esta labor se realizó con el fin de facilitar la divulgación de la normatividad existente en la materia, y también permitió hacer algunas aclaraciones en algunos puntos confusos de las resoluciones anteriores.

La Resolución 029 de 1995 y luego la Resolución 057 de 1996 establecen un programa para liberalizar paulatinamente los precios de gas al por mayor. Las citadas resoluciones definen cuatro categorías de gas natural y determinan que, a partir del año 2005, las tarifas del gas natural colocado en los nodos de entrada de troncal serán libres para todas las categorías y especifica el siguiente esquema de transición para cada una:

¹ UScorr\$0.80/KPCE para el gas no asociado, de uso no eléctrico, y UScorr\$0.50/KPCE para el gas de uso eléctrico.

- a. Para reservas descubiertas en desarrollo de contratos de exploración y explotación firmados *después del 11 de septiembre de 1995*, de gas libre o asociado, los precios se determinan libremente sin sujeción a topes máximos. Lo mismo se aplica para las reservas descubiertas por Ecopetrol desde el 1° de enero de 1998.
- b. Para reservas descubiertas en desarrollo de contratos de exploración y explotación firmados *con anterioridad al 11 de septiembre de 1995* de gas libre, *localizadas en el interior del país*, los precios tendrán un régimen libre, a partir del 10 de septiembre del año 2005. Lo propio sucederá con las nuevas reservas descubiertas por Ecopetrol con anterioridad al 1° de enero de 1998. (mientras tanto, los productores de gas libre tuvieron la opción de continuar con la resolución de precios que se les aplicaba antes del 11 de septiembre de 1995, o adoptar una fórmula tarifaria dada por la resolución²).
- c. Para campos *localizados en la Costa Atlántica*, y que correspondan a reservas descubiertas en desarrollo de contratos de exploración firmados *con anterioridad al 11 de septiembre de 1995*, los precios tendrán un régimen libre, desde el 10 de septiembre del año 2005. Durante el período comprendido entre el 11 de septiembre de 1995 y el 10 de septiembre de 2000, tienen como precio máximo la resolución de precios que les aplicaba antes del 11 de septiembre de 1995. A partir del 11 de septiembre del año 2000, entrará en vigencia la fórmula tarifaria (explicada en el numeral b para los productores del interior del país, razón por la cual los productores de gas libre de la Costa Atlántica podrán aco-

² La misma consiste en un máximo de US\$1.30 (dólares corrientes de septiembre de 1995) indexado con el índice NYMEX promedio semestral del índice de precios para el crudo standard cotizado en el mercado de Nueva York ("New York Mercantile Exchange", NYMEX)

gerse en esa fecha, y si lo desean, a dicha formula tarifaria.

- d. Para campos con *gas asociado al petróleo*, y que correspondan a reservas descubiertas en desarrollo de contratos de exploración y explotación firmados con *anterioridad al 11 de septiembre de 1995*, los precios tendrán un régimen libre desde el 10 de septiembre del año 2005. Como esquema de transición, los productores de gas asociado tienen como precio máximo el establecido en las resoluciones anteriores.

La gran mayoría de productores prefirieron mantenerse con la regla antigua del precio en boca de pozo, es decir, la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 039 de 1975 correspondiente al contrato Guajira para el gas de la Texas, y a la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 061 de 1983 para el resto de contratos.

Las diferencias en el tratamiento regulatorio entre gas libre y gas asociado pudieron estar

justificadas en el hecho de que, en el caso del gas asociado, la inversión necesaria para explotación es un "costo común" que debe ser compartido con el crudo. La liberación anunciada de precios pretendió dar un fuerte incentivo a la nueva exploración que, visto en retrospectiva, parece no haber dado frutos. Una explicación posible es que el tamaño del mercado colombiano, por si solo, pudo no justificar la inversión en exploración en gas, que rara vez se hace por separado de la exploración por crudo. El carácter incierto de las inversiones en exploración es una propiedad muy peculiar del mercado de gas. Una liberación incondicional, como la que se propuso, no previó la posibilidad de que por pura alevosidad se conformaran posiciones dominantes. A diferencia de otras industrias, por muy altos que sean los precios, la entrada de nuevos agentes depende del éxito en las inciertas labores de exploración y no solamente en lo atractivo del negocio. Este riesgo es particularmente exacerbado en el contexto colombiano donde existen pocas cuencas.

Estructura de propiedad de la industria

CONCENTRACION INDUSTRIAL

La producción de gas natural está controlada, directa o indirectamente, por Ecopetrol, lo cual se debe a la conjunción de dos regulaciones. Por un lado, cualquier exploración de campos de gas se realiza, por norma constitucional, a través de un contrato de asociación entre ECOPETROL y la empresa privada. Por otro lado, el 20% de la producción que pertenece a la nación en concepto de regalías (ver Tabla 1), es *comercializada efectivamente* por Ecopetrol, a nombre de los municipios y otras entidades territoriales beneficiarias del impuesto de regalías. De esta forma, el porcentaje de comercialización efectivo por parte de Ecopetrol asciende entonces al 60%.

El índice de Hehrfindahl, incluyendo la comercialización delegada en Ecopetrol, es *4014*, muy por encima de los estándares tradicionales utilizados para evaluar la competitividad de un mercado.³ Nótese que, de tenerse una comercializadora independiente de Ecopetrol para el gas de regalías, el valor de índice de Hehrfindahl disminuiría a *2414*, cifra ésta que, de acuerdo con estándares internacionales, aseguraría un mercado de comercialización razonablemente competitivo.

El negocio de distribución y comercialización a pequeños usuarios está menos concentrado, con un índice de concentración de Herhfindahl de 2128 (ver a Tabla 2).

EVALUACION DE LAS RESTRICCIONES PARA LA INTEGRACIÓN VERTICAL Y HORIZONTAL

Las estrictas limitaciones impuestas para la integración vertical y horizontal parecen estar justi-

ficadas por una aguda debilidad institucional en materia de vigilancia del derecho de competencia. En otras palabras, la altísima probabilidad de que abusos y violaciones al derecho de competencia no sean detectados y efectivamente penalizados, sugiere la existencia de un costo social latente, presumiblemente superior a las posibles economías de escala, y coordinación que serían explotables bajo una regulación más flexible. No obstante esta justificación conceptual, existen razones para pensar que la estrategia de “prevención” de abusos de posición dominante implantada por la CREG, además de presentar inconsistencias, frena el desarrollo y la eficiencia del sector.

La definición del mercado relevante es generalmente el punto de partida para el análisis de la competitividad de un mercado. La determinación de dicho mercado relevante debe involucrar el concepto de sustitución y, según sea el caso, también debe incluir el componente geográfico asociado con los costos de transporte y logística necesaria para entregar los productos en donde se ubica la demanda. En la aplicación internacional del derecho de competencia se han empleado tradicionalmente dos líneas de referencia para definir el mercado relevante: el mercado del producto y el mercado geográfico. Los límites del mercado del producto están contruidos con base en la sustitución razonable entre bienes (elasticidad cruzada de la demanda) y el punto de vista geográfico hace relación con las limitaciones de arbitraje inducidas por los costos de transporte. Pues bien, las Resoluciones de CREG en su definición de mercado relevante no toman en cuenta los sustitutos cercanos o el mercado potencial, así como tampoco consultan el mercado geográfico económicamente factible.

³ Por ejemplo, la FERC utiliza 2500 como indicador de posibles problemas de competitividad ante fusiones.

Tabla 1
Estructura de propiedad reservas de gas natural
Año 1999

CAMPOS	Reservas Probadas		Ecopetrol	Nación	Texaco	BP	Total- Financ.
	GPC	%	%	%	%	%	%
Opón	45-90	0,7-1,4	40	20		24	
Otros	316	4,6	40	20			
Piedemonte	390	5,7	40	20			
Cusiana	3.004	44,2	40	20		15,2	15,2
Guajira	2.995	44,0	40	20	40		
TOTAL	6.800	100	40	20	17,6	7,5	7

Fuente: ECOPETROL, Vicepresidencia de Exploración y Producción.

Tabla 2
Estructura de propiedad de distribución
Año 1999

Empresa	Numero de usuarios	Participación %
Madigas Ingenieros	397	0,03%
Empresas Públicas de Medellín	228	0,01%
Gases del Cusiana	5.703	0,36%
Alcanos de Colombia	73.197	4,63%
Empresa de Gases de Occidente	25.174	1,59%
Gas Natural del César	6.797	0,43%
Metrogas	41.272	2,61%
Gases del Quindio	2.702	0,17%
Gas de Risaralda	2.409	0,15%
Gases de la Guajira	27.817	1,76%
Gases del Norte del Valle	4.196	0,27%
Gas Natural del Centro	4.318	0,27%
Gases del Llano	59.271	3,75%
Gas de Barrancabermeja	36.433	2,31%
Gas Natural del Oriente	137.895	8,73%
Gas Natural	573.664	36,31%
Surtidora de Gas del Caribe	254.482	16,11%
Gases del Caribe	324.033	20,51%
Total	1.579.988	

Fuente: CREG

Para el caso del gas natural en Colombia, excluir los productos sustitutos (GLP y energía eléctrica, por ejemplo) es un error importante debido a que el consumo de gas en el interior del país está en proceso de penetración. Adicionalmente, los usuarios industriales tienen elasticidades de sustitución bastante altas y los posibles usuarios residenciales (aún no conectados a la red de gas natural) también conforman ese mercado potencial al que deberían referirse los límites a la participación. Por otro lado, la demanda de las plantas termoeléctricas y del sector petroquímico, que constituyen un alto porcentaje de la demanda total del país, no se contabilizan a efectos del cálculo de los límites de integración horizontal en comercialización. Estas restricciones que frenan el desarrollo de comercializadoras no son aplicadas a Ecopetrol. El resultado es un freno al desarrollo de empresas que puedan competir con Ecopetrol que a su vez incrementa el poder de mercado de esta última.

Dado que el reglamento de operación de transporte ya se encuentra aprobado y en vías de implantación, las restricciones a la integración vertical, parecen redundantes si se tienen en cuenta la transparencia que se exige en las operaciones del transportista, el carácter bilateral de las transacciones secundarias como cesiones de capacidad, y el esquema institucional, debido a la conformación del Consejo Nacional de Operación de Gas para la adopción de cambios a las reglas de operación de gasoductos, donde tienen adecuada representación terceras partes con acceso a la red.

En las relaciones verticales entre las empresas de transporte y de distribución del mercado de gas colombiano existen muchas posibilidades para comportamiento oportunista por alguna de las partes.⁴ Tal comportamiento podría evitarse flexibilizando las restricciones de integración vertical en la actividad de transporte y vigilando

el cumplimiento estricto del reglamento de transporte vigente. La empresa de transporte de gas está a merced de la gestión de comercialización por parte de la empresa de distribución para aumentar la utilización efectiva de los gasoductos hundidos. Por ejemplo, en la ausencia de integración vertical la empresa de distribución puede escoger una estrategia de bajos consumos y altos márgenes que puede ser atractiva para el nivel de inversión de esta empresa pero no necesariamente para el mayor nivel de inversión de la empresa de transporte. Una estrategia como la mencionada es posible porque la empresa de distribución puede aprovecharse del carácter irreversible de la inversión hundida en el gasoducto de transporte. Curiosamente, en la Costa Caribe, que es la región que ha experimentado el crecimiento más rápido y consolidado de la demanda de gas natural, ha existido desde siempre una integración vertical entre los negocios de transporte y distribución. Novedosas iniciativas como la financiación de "gas-domésticos" no hubiera sido posible en esa región, de no haberse coordinado los esfuerzos entre ambas empresas.

En las relaciones entre las empresas de generación termoeléctrica y los productores de gas se dan también unas relaciones oportunistas provocadas por la ausencia de un mercado competitivo de gas, una regulación inapropiada a la estructura de mercado y unas restricciones verticales muy estrictas. Un ejemplo de tal situación son los contratos *take or pay* que se ven obligadas a aceptar las empresas termoeléctricas. En el próximo capítulo se estudian los contratos de suministro de gas en Colombia con relativamente elevadas obligaciones *take or pay*, que indujeron despachos de plantas termoeléctricas y que ocasionaron el vertimiento de agua en centrales hidroeléctricas, incurriendo así el sistema en una gran ineficiencia en la utilización de recursos energéticos. Lo que para algunos constituyó un abuso de posición dominante, para otros es un ejemplo de la necesidad de permitir una mayor integración vertical entre generadores de electricidad y productores de gas, lo que facilitaría la asignación efectiva del riesgo asociado con la inversión en infraestructura a los usuarios de electricidad.

El análisis anterior sugiere que los sacrificios de eficiencia ante la regulación "preventiva" de

⁴ R. Coase (1937) argumenta que las empresas existen para evitar costos de transacción en los mercados de insumos. O. Williamson (1997) considera a la empresa como una solución al problema de la distribución de derechos de propiedad y derechos de control sobre los bienes productivos en el contexto de inversiones con objetivos muy específicos que pueden originar comportamiento oportunista.

posiciones dominantes parecen ser severos en lo que se refiere a los límites de integración vertical y horizontal.

EL CONTRATO DE ASOCIACION COMO MECANISMO DE CONCENTRACION

La explotación del gas natural en Colombia se hace a través de contratos de Asociación, por medio del cual la empresa Ecopetrol adjudica la exclusividad en la exploración y posible producción futura a firmas, generalmente extranjeras, sobre determinadas zonas geográficas. Por su condición especial, la empresa que adjudica, Ecopetrol, obtiene entonces el derecho de propiedad sobre el 40% del gas comercializable, y la Nación impone unas regalías en la forma de 20% del gas comercializable.⁵

Históricamente, la actividad de comercialización del gas producido bajo estos contratos fue una actividad llevada a cabo por Ecopetrol, a nombre de la empresa asociada. Este esquema sirvió a los fines de penetración y sustitución de otros combustibles que se acometieron en los primeros años de consolidación del mercado. Sin embargo, en el contexto de la nueva realidad regulatoria del mercado de gas natural, los contratos

de asociación "institucionalizan" la posición dominante de Ecopetrol en la producción de gas natural. Más grave aún es el hecho de que las firmas extranjeras tienen en Ecopetrol un socio común que facilita la coordinación en precios, pues existe un flujo de información comercial constante entre todos los productores del mercado a través de Ecopetrol.

El actual Presidente de Ecopetrol ha expresado públicamente que la consolidación de la posición dominante de Ecopetrol sin ningún tipo de regulación no debe preocupar porque, después de todo, es una empresa de todos los colombianos (El Tiempo, 2000). En otras palabras, el Presidente de Ecopetrol argumenta que un monopolio público no es malo. Tal afirmación parece, cuanto menos, peligrosa, puesto que un monopolio público puede perjudicar los intereses de los consumidores más que en la medida que el monopolio público se atrinchera en el poder político en formas difícilmente igualables para el monopolio privado. Después de todo, las empresas siempre tienen "dueños", ya sea en la forma de accionistas con derechos y obligaciones bien definidos, o en la de políticos con clientela, o sindicatos que co-administran la empresa.

⁵ Este esquema fue heredado del sistema de contratación para exploración de petróleo, entre otras cosas, porque recién en 1998 se firmaron los primeros contratos de concesión cuyo objetivo principal era la búsqueda de gas y no de petróleo.

Derecho de competencia e instituciones del sector

La constitución política de 1991, en su artículo 333, establece:

"El Estado por Mandato de Ley impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional" (subrayado nuestro)

La redacción de este importante artículo fue objeto de gran controversia durante las discusiones previas a la redacción de la nueva carta política en Colombia. Según Hernando Agudelo Villa (1999), la redacción inicial era:

"El Estado por Mandato de Ley impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y la competencia, regulará o pondrá fin a los monopolios, y controlará cualquier forma de dominio del mercado que perjudique a los consumidores" (subrayado nuestro)

De las diferencias en redacción se deduce en qué forma se impuso la opinión de que, en países con economías pequeñas, las ganancias en economías de escala deben prevalecer sobre el afán de tener competencia y que, por ello, es socialmente útil permitir un cierto grado de concentración en la estructura de propiedad del capital. Por esto, las posiciones dominantes deben ser toleradas y la labor del Estado debe centrarse fundamentalmente en el control del abuso posible de estas posiciones dominantes. No obstante, la redacción final dejó claramente establecida la posibilidad de que el estado tome medidas preventivas con el fin de *evitar* el abuso de posición dominante.

EL DERECHO DE LA COMPETENCIA RELEVANTE PARA EL SECTOR DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Ley 155 de 1959

Casi de manera simultánea con la firma del Tratado de Roma en 1958, la Ley 155 de 1959 es la primera pieza importante en el derecho de competencia en Colombia. El artículo primero prohíbe los acuerdos que directa o indirectamente conlleven a la limitación de producción, abastecimiento, distribución o consumo de materias primas nacionales y/o extranjeras. En general, se prohíben todas aquellas prácticas que sean restrictivas de la competencia, muy al estilo de la Ley Sherman y el artículo 85 del Tratado de Roma. El artículo segundo establece que las empresas que tengan capacidad para determinar precios en el mercado por la cantidad que controlen están sometidas a la vigilancia del Estado. El artículo tercero impone a las empresas de determinado tamaño informar al Estado sobre las operaciones que proyecten para efectos de fusionarse, consolidarse o integrarse entre sí. El gobierno, de acuerdo con este artículo deberá objetar estas operaciones cuando se tienda a producir una restricción a la libre competencia. El artículo quinto establece incompatibilidades a los miembros de juntas directivas y gerentes de empresas para evitar que se faciliten acuerdos o prácticas anticompetitivas cuando las mismas personas son miembros de juntas directivas de empresas competidoras.

La Ley 155 fue neutralizada mediante el decreto reglamentario 1302 de 1964, que eximió a los sectores de importancia "estratégica" para el país (metalmecánica, textiles, empresas estatales que incluían de manera particular, en ese entonces, todos los servicios públicos domiciliarios) del cumplimiento de la norma. De esta forma, la

Ley 155 tuvo, en general, una aplicación muy limitada y, en particular, en el sector del gas.

Decreto 2153 de 1992

El capítulo V del Decreto 2153 describe de manera detallada las conductas que se consideran atentatorias contra la libre competencia a que se refiere de manera un tanto imprecisa el artículo primero de la Ley 155. Adicionalmente, se desarrolla en el artículo 45 el concepto de posición dominante en el mercado y lo define como la "posibilidad de determinar directamente o indirectamente las condiciones de un mercado, como son el precio, la calidad y las cantidades".

Aunque la Ley 155-1959 y el Decreto 2153-1992 conforman, en principio, un marco legal razonablemente actualizado para el derecho de competencia en Colombia, su aplicabilidad en el ámbito de los servicios públicos domiciliarios ha sido virtualmente nula. Como se mencionó anteriormente, el Estado logró eximirse de la aplicación de la ley 155, en virtud de que era responsable de la provisión de los servicios públicos (electricidad, gas, telecomunicaciones) que, en ese entonces, todavía presentaban economías de escala importantes. Actualmente es materia de controversia la definición de si estas exenciones son transferibles a los nuevos inversionistas privados que han tomado el control de muchas de las antiguas empresas estatales de servicios públicos.

Un ejemplo típico de las prácticas que fueron toleradas bajo las exenciones a la Ley 155-1959 lo constituye el hecho de que el Ministro de Minas y Energía, o la persona delegada, puede hacer las veces, de manera simultánea, de presidente de juntas directivas de empresas todavía bajo propiedad del Estado, y de regulador de esas mismas empresas, como presidente de la CREG.

Motivados quizá por estas indefiniciones, los promotores de las reformas de los servicios públicos consagradas en la Ley 142-1994 delegaron funciones de vigilancia y prevención de abusos de posición dominante en la Comisiones de Regulación sectoriales.

El artículo 73 de la Ley 142 establece de manera general las funciones de las Comisiones de Regulación de la siguiente forma:

Las comisiones de regulación tienen la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad

La Superintendencia de Servicios Públicos es la entidad designada entonces por la Ley 142 para vigilar el cumplimiento y adecuado desempeño de las empresas prestadoras de servicios públicos. Una de las funciones específicas de esta Superintendencia es, de acuerdo con la Ley, la de supervisar el cumplimiento de las normas sobre competencia específicas al funcionamiento de los mercados de electricidad y gas que dictase la CREG. Sin embargo, el decreto 1165 de 1999 resuelve devolver toda la jurisdicción a la Superintendencia de Industria y Comercio para evitar duplicidad de esfuerzos:

Artículo 7°. Funciones relacionadas con prácticas comerciales restrictivas. *En los casos relativos a las disposiciones de promoción de la competencia y prácticas comerciales restrictivas contempladas en la Ley 155 de 1959, en el Decreto 2153 de 1992, así como para las relativas a comportamientos constitutivos de competencia desleal descritos en la legislación vigente y demás normas sobre competencia, actuara como Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios el Superintendente de Industria y Comercio”.*

Este último decreto habría de ser declarado inconstitucional por la Corte Constitucional en 1999, por exceder los poderes especiales conferidos al Presidente por el Congreso. De esta forma, existe en este momento en Colombia una enorme confusión sobre cuál es la institución

con jurisdicción para hacer cumplir el derecho de competencia en la prestación de servicios públicos.

CRONICA DE UN CONFLICTO INSTITUCIONAL

Ecopetrol, empresa estatal, no ha cancelado a la fecha sus obligaciones como empresa regulada con la CREG. La empresa Texaco se niega a pagar la contribución obligatoria sobre todas las empresas de los sectores de electricidad y gas que sirven para sufragar los gastos de funcionamiento de la Comisión. Las empresas argumentan que la actividad de producción de gas no quedó consagrada como una de las actividades bajo jurisdicción de la CREG. Por su parte, la CREG ha recientemente iniciado un proceso judicial para lograr el pago de la contribución especial por parte de Ecopetrol.

En su artículo primero, la Ley 142 de 1994 determina el ámbito de su aplicación general en los términos siguientes:

ARTICULO 1.- Ambito de aplicación de la ley. *Esta ley se aplica a los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y la telefonía local móvil en el sector rural; a las actividades que realicen las personas prestadoras de servicios públicos de que trata el artículo 15 de la presente ley, y a las actividades complementarias definidas en el Capítulo II del presente título y a los otros servicios previstos en normas especiales de esta ley.*

La CREG argumenta posteriormente que la actividad de producción de gas encaja perfectamente en lo que la ley tipifica como "una actividad complementaria" de un servicio público

"14.2.- Actividad complementaria de un servicio público. *Son las actividades a las que también se aplica esta ley, según la precisión que se hace adelante, al definir cada servicio público. Cuando en esta ley se mencionen los servicios*

públicos, sin hacer precisión especial, se entienden incluidas tales actividades".(Subrayado fuera de texto)

UN POSIBLE CASO DE ABUSO DE POSICION DOMINANTE

La relación vertical entre los sectores de gas y electricidad en el contexto de la restructuración de ambas industrias ha dado lugar a numerosos debates sobre la repartición óptima de riesgos entre ambas industrias.

En el antiguo esquema de regulación por *costo del servicio*, se asignaba generalmente todo el riesgo de la cadena a la empresa de electricidad en la medida que aceptaba obligaciones *take or pay* cuyo coste era luego transferido a los usuarios finales. Los nuevos esquemas de regulación por incentivos, por ejemplo la fijación de precios máximos, han eliminado la transferencia automática de costos a los consumidores, lo que ha obligado a una redistribución del riesgo en la cadena del servicio. En este contexto los contratos tipo *take or pay* no son usuales, sin embargo en Colombia los suministradores de gas todavía imponen exorbitantes cláusulas *take or pay* a las empresas de electricidad.

Un monopolio en el suministro de gas natural para producción de electricidad extraerá todas las rentas de las empresas de generación al establecer un cargo variable igual al costo marginal de la producción y un cargo fijo igual al beneficio neto de las empresas de generación (que es a su vez función de los precios de electricidad y los factores de utilización de las distintas plantas). Esta discriminación "perfecta" no afectará la eficiencia operativa del despacho de plantas, pues el monopolista en su afán de maximizar la renta impondrá cargas fijas mayores a las plantas dependiendo de su mérito económico (costo marginal de producción de electricidad). Así, por ejemplo, las plantas de base serán sometidas a pagos fijos superiores a los de plantas de punta. Por el contrario, en un mercado de suministro de gas perfectamente competitivo, la estructura de cargos fijos deberá aproximarse al valor esperado del producto de la utilización de la planta y los costos promedios de suministro. Cualquier valor por encima será reducido por la competencia, y cualquier valor menor implicará un riesgo

no deseado por los productores, a menos que sea contrarrestado por un cargo variable superior al costo promedio de suministro. El despacho de las plantas será eficiente en los dos modelos de fijación de precios, un monopolio discriminador y competencia perfecta. No obstante, el reparto de rentas y riesgo en la cadena es sustancialmente diferente.

Una muestra de los contratos vigentes en 1999 (ver Tabla 3) indica que las empresas de generación eléctrica están obligadas a comprar una cantidad fija de gas equivalente al 70% de la capacidad máxima de producción de la planta. Por otro lado, los factores de utilización de largo plazo de estas plantas (Gráfica 1) no llegan al 50% de la capacidad de la planta. Ello significa que las empresas eléctricas se ven obligadas a

pagar un excedente de gas que no utilizan. La existencia de tales contratos se explica por el poder de mercado de los productores de gas en Colombia.

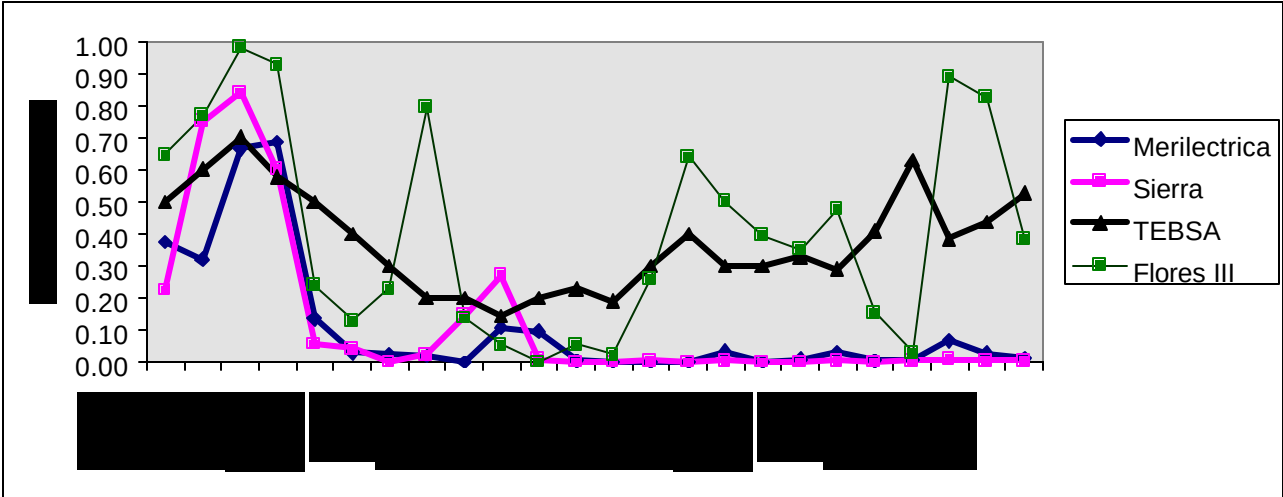
La imposición de altas cláusulas *take or pay* en el suministro de gas no obedece a la misma racionalidad que prevalece en similares cláusulas en contratos de transporte de gas. En esta actividad, el gas no transportado significa ingresos que ya no serán percibidos, mientras que el gas no consumido implica para el productor simplemente un cambio en el patrón intertemporal de consumo y no necesariamente un cambio en el valor total de ingresos, pues el gas permanece en el subsuelo. Existe simplemente un costo financiero asociado al diferente patrón intertemporal de consumo.

Tabla 3
 Muestra de contratos vigentes
 Año 1999

Planta	Cláusula “Take or Pay”
Merrielectrica	70%
TEBSA	70%
TermoSierra	70%
Flores III	70%

Fuente: Denuncia CREG ante Superindustria, Febrero 2000

Gráfica 1



Estos esquemas de contratación han ocasionado distorsiones en la normal operación del mercado de electricidad. En efecto, en repetidas ocasiones las plantas térmicas con altos contratos *take or pay* han sido despachadas antes de, por ejemplo, plantas hidráulicas que han tenido que simple

mente descargar el agua.⁶ Este uso socialmente ineficaz de recursos naturales es simplemente inducido por los costos artificialmente bajos de suministro de gas de las plantas termoeléctricas ante obligaciones *take or pay* que exceden sus factores de utilización de largo plazo.

⁶ El despacho de electricidad hora a hora se hace sobre el orden de mérito de ofertas, menores costes por unidad, por parte de los generadores del sistema.

La liberación de precios al por mayor y la concentración de la propiedad: Un debate abierto

La discusión sobre el grado de concentración de la actividad de producción y comercialización ha resurgido como tema de discusión debido a que recientemente un bloque de parlamentarios, con el beneplácito del Ministro de Minas, ha sometido a consideración un proyecto de Ley según el cual los precios del gas natural dejarán de ser fijados por la CREG y pasarán a ser definidos por el "libre" mercado.⁷

Los defensores de la medida afirman que la liberación de precios permitirá la explotación comercial de las reservas de Cusiana (propiedad de *Ecopetrol, BP, Total, Triton*) ayudando así a cubrir las necesidades del mercado en el largo plazo. Dado que el gas de este pozo está asociado con crudo, se ha argumentado que sólo mediante la liberación de precios los asociados de Cusiana podrían cobrar el justo costo de oportunidad por las pérdidas de crudo (cuyo precio, a su vez, es definido por un cartel -OPEC) asociadas con la extracción de gas.

LA DEBILIDAD DEL MARCO INSTITUCIONAL

El proceso de liberalización de precios iniciado en el año 2000 ha puesto de manifiesto las debilidades del marco institucional de la industria del gas natural en la medida de que el proyecto de ley es contradictorio con resoluciones vigentes de la CREG.

El proyecto de liberación mencionado ha sido defendido por el Ministro de Minas y Energía y la junta directiva de *Ecopetrol*, como la única forma de evitar un posible desabastecimiento de gas natural en el interior del país hacia el año 2003. Sin embargo, el mismo Ministro de Minas

y Energía firmó recientemente, en su calidad de Presidente, la Resolución CREG 23-2000, que modificaba el esquema de regulación de precios vigente, limitando el uso de cláusulas *take or pay* entre otras utilizadas por las empresas productoras-comercializadoras, para circunvalar la regulación de precios (ver la cuarta sección) y estableciendo como condición para la liberación de precios del gas producido en el pozo de Cusiana un incremento en la capacidad de producción

Así, pues, la presentación del proyecto de ley mencionado indica una cierta contradicción entre las decisiones del Gobierno y de la CREG. Parece como si el gobierno y el productor con posición dominante, *Ecopetrol*, acudieran al poder legislativo para derogar de manera indirecta la regulación expedida por la CREG, bajo las reglas de juego institucionales vigentes que curiosamente dan poder de veto en el seno de la Comisión al gobierno de turno.⁸

Por otro lado, la aceptación de una liberación de precios, a pesar de la posición dominante de *Ecopetrol* se justifica social y políticamente por el hecho de ser *Ecopetrol* una empresa estatal. De alguna forma entonces, se prevé que habrá un control político a cualquier forma de abuso. Sin embargo, esta visión es contraria con la visión de un Estado moderno con límites bien definidos, "regulador" y no "empresario", como era la intención de la Ley 142 de Servicios Públicos.

⁷ Proyecto de Ley 308 del 2000, Cámara de Representantes.

⁸ El gobierno está representado por tres ministros en el seno de la CREG y cualquier resolución necesita el consentimiento de por lo menos dos miembros del gobierno para su aprobación.

UNA MIRADA AL PROBLEMA DE LOS PRECIOS

Las estimaciones de precios de equilibrio de largo plazo para el mercado del interior del país (Gráfica 2) por parte de CREG (Betancur y Ramírez, 1999) muestran que luego de agregar la demanda de gas en un nodo escogido (Barrancas) mediante la diferencia de *netback* y costo de transporte hasta el nodo escogido, *el productor marginal bajo todos los escenarios posibles* es el pozo de Cusiana-Cupiagua. En otras palabras, los comercializadores del gas de Cusiana tienen la certeza de que serán los fijadores de precios del mercado.

Por otra parte, las estimaciones de costos de producción del pozo de Cusiana-Cupiagua lechas por la CREG tienen un alto grado de incertidumbre asociado con el monto total de pérdidas de crudo originadas por la no reinyección de gas asociado. El valor de US\$1,10/MMBtu adoptado por la Comisión difiere sustancialmente de los valores cercanos a \$1,40/MMBtu aducidos por los propietarios del pozo. Esta situación hace que la labor de regulación por parte de la CREG sea compleja pues, al fijar un precio regulado, existe un riesgo considerable de error. La alternativa planteada de una desregulación condicionada por un incremento sustancial en la capacidad de producción constituye una alternativa intermedia ante la desregulación completa e incondicionada.

La preocupación fundamental de la CREG ante la perspectiva de liberalización completa de los precios se centra en la posibilidad de una discriminación de precios de forma tal que gran

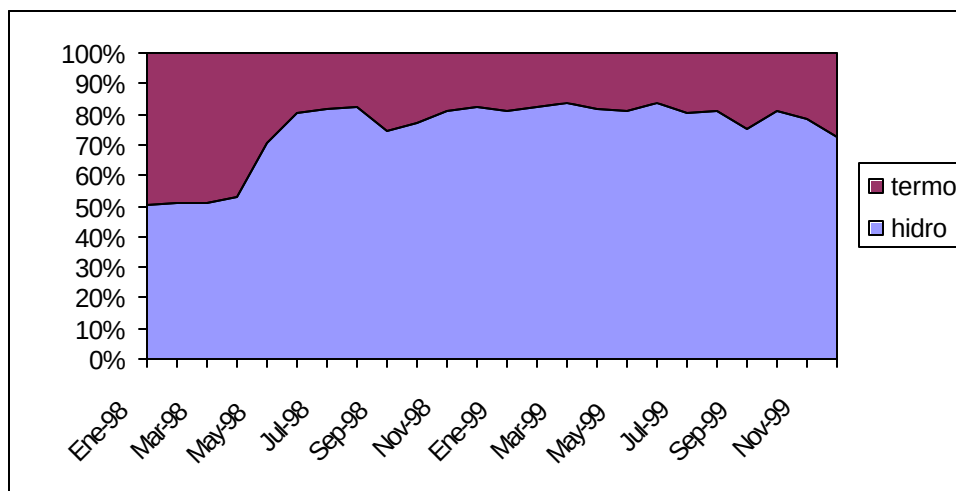
parte del excedente del consumidor (área debajo de la curva de demanda con base en el precio de equilibrio, Gráfica 2) sea capturado por los productores. Nótese que la curva de demanda agregada varía ostensiblemente a medida que los consumidores tienen facilidades de sustitución o no han incurrido en sustanciales costos "hundidos" para la utilización del gas natural. En este sentido, la gran masa de consumidores que ya han incurrido en costos de conversión para el consumo de gas natural serían "cautivos" y fácilmente sometidos a la discriminación de precios mencionada. Estas consideraciones han hecho que la CREG se haya opuesto abiertamente a la liberación de precios.⁹

LA LIBERALIZACION PARCIAL COMO ALTERNATIVA

En la Resolución 23-2000 la CREG propuso reglamentar un proceso de subastas para la venta de todo, o una parte, del gas de Ecopetrol en un contexto de libertad de precios. Estas subastas garantizarían mayor transparencia y evitarían el posible abuso de posición dominante. Recordemos aquí que, al habilitar un nuevo comercializador en el mercado a través del gas de regalías, el índice de concentración de Herfindahl terminaría dentro de los límites internacionalmente considerados como aceptables. Por otra parte, para garantizar un precio de venta justo, se impondría una restricción de un número mínimo de oferentes en la subasta. No obstante, el diseño de dichas subastas se presenta como una labor compleja, pues deberán definirse las reglas para comercialización por separado de copropietarios de un mismo pozo, el formato adecuado para la oferta de precios y cantidades, etc.

⁹ Portafolio, 7 de septiembre de 2000, "Libertad de precios de gas enfrenta a Ministro de Minas con la CREG".

Gráfica 2
Mercado del interior del país



Conclusiones

El análisis efectuado de la regulación sectorial y la regulación de competencia para el sector de gas en Colombia permite concluir que, a pesar de las reformas de los años 90, no existe competencia efectiva en el sector. Además los intentos recientes de liberalizar completamente los precios al por mayor no aumentarán la competencia sino que es probable que consoliden el poder de mercado de algunos de los actores. Los mecanismos principales que frenan el desarrollo de competencia efectiva en el del sector son los siguientes.

- Confusión sobre las funciones y jurisdicción de las diferentes instituciones del sector, particularmente en lo que se refiere al derecho de competencia y liberación de mercados. Aunque la legislación general de competencia establece esta jurisdicción a la *Superintendencia de Industria y Comercio*, la *Ley de Servicios Públicos*, delega en la *Superintendencia de Servicios Públicos* la vigilancia para el cumplimiento de normas de competencia específicas a los sectores de gas y electricidad.
- Las limitaciones a la integración vertical de las distintas actividades que conforman el suministro de gas aparecen como excesivas y están aparentemente justificadas por las debilidades institucionales y la falta de confianza de las distintas instituciones entre sí. Es probable que las limitaciones de integración vertical estén induciendo ineficiencias originadas en la incapacidad de los diversos agentes (productores, transportadores, distribuidores, grandes consumidores) para coordinar sus acciones. Esta observación es relevante sobre todo al constatar cómo diversos mecanismos regulatorios que gobiernan el libre acceso a redes y la operación neutral de gasoductos están ya en vigencia. Sería deseable flexibilizar las restricciones. Ello

requerirá dotar de una mayor capacidad a las autoridades de competencia para detectar comportamientos que impliquen abuso de una posición dominante

- El alto grado de concentración de la propiedad en el segmento de producción junto con la posibilidad de que por razones aleatorias se consoliden o conformen posiciones dominantes. A diferencia de otras industrias, y por muy altos que sean los precios, la entrada de nuevos agentes depende del éxito en las inciertas labores de exploración y no solamente en lo atractivo del negocio. Este riesgo idiosincrásico es particularmente exacerbado en el contexto colombiano donde existen pocas cuencas.
- La anacrónica práctica de contratos de asociación consagra a Ecopetrol, la empresa estatal de petróleos, en una posición dominante que no es obtenida por eficiencia o innovación, sino por una condición legal de hecho. Las acusaciones sobre su posible abuso de posición dominante, su resistencia a reconocer la jurisdicción del ente regulador, entre otros hechos, demuestran que esta empresa goza de un extraordinario poder de mercado

Como observación final, se señala que reducir el poder de mercado de Ecopetrol parece una condición necesaria para lograr competencia efectiva a medio plazo en el sector mayorista de gas. Además, es posible hacerlo sin acudir a medidas traumáticas o grandes desinversiones de activos. Dos medidas simples reducirían significativamente el poder de mercado de esta empresa y el grado de concentración del sector. Una medida se refiere a la forma de comercializar el gas de regalías. En vez de comercializarse a través de Ecopetrol, se comercializaría mediante subastas públicas de largo plazo que aseguren transparen-

cia, competitividad y precios estables para los participantes del mercado. No obstante, esta medida es probable que contara con la oposición cerrada del aparato político ligado a ECOPE-TROL.¹⁰ La otra medida sería la modificación del esquema de contratación por asociación que asigna a ECOPETROL una participación importante en la producción de todo nuevo pozo

explotable en territorio colombiano. Si lo que se trata es de garantizar que los beneficios de la explotación del recurso natural redunden en bienestar social, existen muchas formas alternativas para así hacerlo sin aumentar el poder de mercado de ECOPETROL.

¹⁰ Dado que existe ya amplio conocimiento teórico y evidencia empírica de las bondades de un adecuado mecanismo de subasta, es razonable pensar que el diseño de dicho mecanismo para gas proveniente de pozos de propiedad conjunta no debe ser mucho más complejo que, por ejemplo, el diseño de las subastas de espectro electromagnético que diversos países del mundo han ensayado. Esta propuesta tiene la bondad de acomodar la desregulación de precios garantizando un cierto nivel de competitividad en el mercado. Por ejemplo, ante un incremento ostensible en la concentración de la propiedad, debido, por ejemplo, a que una única compañía haga un descubrimiento de gran magnitud y las otras compañías no lo hagan, la cantidad de gas que Ecopetrol tendría que subastar se incrementaría de manera relativa. Una regla dinámica de esta naturaleza aseguraría a los consumidores de un adecuado y estable nivel de competitividad en mercado.

Referencias

Agudelo Villa, H. 1999. *De los monopolios a la democracia económica*. Barcelona: Editorial Ariel.

Betancour, Felix y M. Ramirez. 1999. *Asesoría para la revisión regulatoria de precios de gas en boca de pozo*. Colombia: CREG.

Coase, R. 1937. *The Nature of the Firm*. Economica.

El Tiempo. 2000. *Ecopetrol defiende proyecto de liberación de precios de gas*. (Octubre 2)

Williamson O. 1975. *Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications*. Nueva York: Free Press.