

Obstáculos para el desarrollo del gas natural en Colombia

**Carlos Caballero A.
David Reinstein G.**

Versión revisada, diciembre de 2003

OBSTÁCULOS PARA EL DESARROLLO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

Carlos Caballero A.¹
David Reinstein G.²

Abstract

Resumen

Keywords:

Palabras clave:

¹ Investigador Asociado de Fedesarrollo.

² Investigador Asociado de Fedesarrollo.

I. Introducción

El gas natural es mucho más que un combustible limpio: se ha convertido en un elemento de la controversia política y económica, interna y externa, de las naciones. Su importancia en este aspecto es sorprendente. Hace unos meses, el señor Greenspan, sin duda el banquero central más importante del mundo, le dedicaba sus preocupaciones. Y recientemente "el gas" definió la suerte del presidente Sánchez de Losada en Bolivia.

¿Qué es lo que tiene "el gas" para ser objeto de una controversia tan agitada a la cual no hemos estado exentos los colombianos? Tal vez la respuesta al interrogante anterior se encuentre en que hay una demanda insaciable por un recurso energético con las propiedades del gas natural y, entonces, éste tiende a considerarse como el oro de los tiempos modernos. No se explica de otra forma que el gas hubiera entrado al léxico de los banqueros centrales o que los indígenas de Bolivia no dejen exportarlo o que en Colombia llevemos cerca de cinco años discutiendo las formulas para poderlo sacar de la tierra sin lograr un consenso entre las diferentes partes interesadas para, efectivamente, producirlo, transportarlo y hacerlo llegar a consumidores nacionales o extranjeros.

En el caso colombiano la demora en explotar el gas podría estar señalando que los responsables en el Estado (Ejecutivo, Legislativo y Judicial) del "despegue" de la industria del gas natural no han comprendido precisamente la naturaleza del "gas" como una fuente de valor económico y político importante en estos primeros años del siglo XXI. Por lo mismo, Fedesarrollo, aceptó la invitación que formulará Naturgas para elaborar un documento sobre los "Obstáculos para el Desarrollo del Gas Natural en Colombia" que no tiene propósito diferente al de poner en blanco y negro nuestra visión de unos problemas que hay que enfrentar para que los colombianos aprovechemos las oportunidades que brinda el desarrollo del gas natural para la economía y para la sociedad.

A. El diagnóstico del sector

Los problemas que aquejan al sector del gas natural en Colombia son suficientemente conocidos. Es pertinente, sin embargo, recordarlos:

- ❑ El círculo vicioso de la oferta y la demanda. No hay oferta de gas porque la demanda es insuficiente y no se demanda más gas porque no hay disponibilidad. Hay que "jalonar" la demanda para ampliar la producción y buscar más gas. Explorar en búsqueda de gas vale lo mismo que explorar en búsqueda de petróleo por lo cual se requiere encontrar cantidades grandes y, consecuentemente, que exista una demanda que justifique tanto la búsqueda como el hallazgo.
- ❑ No hay una política clara de precios de los combustibles. La actual política no reconoce adecuadamente los costos de oportunidad de cada uno de los combustibles sustitutos. Hay subsidios, transparentes y ocultos, que generan desincentivos a la demanda de gas natural.
- ❑ Concentración de la oferta y de la demanda. La concentración de la oferta en Ecopetrol no solamente inhibe la competencia sino que genera restricciones regulatorias que, a su turno, impiden la búsqueda de nuevas reservas por parte del sector privado. La política de ampliar la oferta en manos privadas no ha tenido éxito. El papel del Estado como administrador y operador de varias empresas del sector no es consistente con los principios que inspiraron tanto la Constitución de 1991 como las leyes de 1993/1994.

- El problema del transporte. Las tarifas de Ecogas son excesivamente altas para un mercado en desarrollo e inhiben la demanda del producto en buena parte del territorio nacional. Hay diferencias en el trato del transporte entre el gas natural y los combustibles sustitutos ("distancia" versus "estampilla"). Además, la competencia entre las empresas públicas y las privadas no tiene lugar bajo las mismas condiciones; para Ecogas, por tratarse de una empresa estatal sujeta a los controles existentes para las empresas del sector público (Contraloría General de la Nación) no hay flexibilidad en el manejo de las tarifas de transporte, como si puede haberla para las empresas privadas que transportan el gas.
- El problema institucional. En el sector de la energía en donde se detecta la mayor confusión institucional en el campo regulatorio es en el gas natural. Recientemente se introdujo mayor incertidumbre y mayor complejidad con respecto al esquema institucional, a través de los cambios incorporados en la Ley del Plan de Desarrollo y en la reforma de Ecopetrol³. Está por definirse la relación entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la CREG.
- Responsabilidades débiles e indefinidas. A tiempo con la complejidad institucional, hay un problema de indefiniciones y de responsabilidades débiles. En general no existen mecanismos claros de rendición de cuentas para las comisiones que tienen a su cargo la regulación de los servicios públicos domiciliarios (CREG, CRA y CRT). Los inversionistas y los consumidores están desprotegidos frente a la demora en la adopción de decisiones o a medidas regulatorias equivocadas.

B. Elementos para una política de gas natural. El problema de la regulación

- El desarrollo del gas natural en Colombia requiere la formulación de una política propia para este sector y dejar atrás el tratamiento "residual" que se le da al gas dentro de la política de hidrocarburos -en donde tiene prioridad el petróleo- o dentro de la política de energía eléctrica - en donde la generación térmica no tiene la importancia de la hidráulica. Ni la política ni la regulación pueden continuar siendo "residuales". Hay que darle cédula de ciudadanía al gas natural como una industria en sí misma y crear un marco "macro" y "micro" de políticas y de regulación orientado a promover la competencia en la oferta y un suministro oportuno y confiable para los hogares, el sector industrial, el sector de la generación eléctrica y las exportaciones.
- La industria del gas natural se diferencia claramente de otras industrias de servicios eléctricos por redes y esas diferencias deberían dar lugar a una regulación propia y no a replicar los procedimientos de regulación que se aplican para la energía eléctrica. Los consumidores podrían beneficiarse de una regulación más general. La regulación "intrusiva", que entra en un exagerado nivel de detalle, termina afectando el desarrollo competitivo de la industria. Por eso es importante regular lo que realmente requiere regulación; que exista tanta regulación como sea necesaria y que la industria privada tenga el máximo espacio posible para operar eficientemente.

³ La Ley del Plan de Desarrollo establece en su Artículo 59 que "los productores de gas natural podrán disponer libremente de las reservas de este recurso energético para el intercambio comercial internacional y podrán libremente ejecutar la infraestructura de transporte requerida". Igualmente determina que "el Gobierno Nacional establecerá los límites o instrumentos que garanticen el abastecimiento nacional de este combustible, respetando los contratos existentes". De esta manera el Ministerio de Minas y Energía tiene ahora una facultad que antes tenía la CREG.

- Los proyectos de gas natural tienen más "riesgo" que los de petróleo si no existe la posibilidad de exportar porque, en ese caso, la mayoría de las transacciones en el mercado se realizan a escala doméstica y cambios regulatorios imprevistos pueden afectar la rentabilidad y la viabilidad del negocio⁴. La experiencia internacional señala que aún en países con un mercado interno grande, expandir el consumo del gas es difícil por la existencia, entre otros factores, de combustibles sustitutos, lo que no ocurre con el crudo. Esto implica que, forzosamente, la rentabilidad de los negocios de gas debe ser elevada.
- De ahí la importancia tanto de exportar como de desarrollar el mercado interno, por la vía de otorgar incentivos tanto a los oferentes como a los demandantes de gas natural y de liberar los precios domésticos, para que estos también reflejen el costo de oportunidad del recurso⁵. El mercado secundario de gas natural con libertad de precios impulsaría la demanda y aliviaría los onerosos contratos "take or pay" que los generadores térmicos y otros grandes consumidores han firmado para garantizar el suministro del combustible.
- Los mercados regionales son importantes para ampliar la producción de gas natural. El mercado interno por sí solo no es suficiente para sustentar el desarrollo de mayores yacimientos a mediano plazo⁶. Las posibilidades de integración con Venezuela, Centroamérica e incluso con Ecuador son significativas. El consumo de Centro y Sur América se estima para el año 2020 en 14,8 TPC (aproximadamente el doble de las reservas actuales de Colombia), con un promedio anual de expansión de 7,5%; solamente en Brasil el uso del gas estaría incrementándose a un ritmo del 14% en los próximos años.
- La industria del gas natural y su regulación exigen un alto grado de conocimientos específicos técnicos y comerciales. Las instituciones gubernamentales que ejercen estas funciones deben estar capacitadas adecuadamente para analizar y resolver los problemas propios de cada una de las etapas de la cadena de valor agregado en la industria del gas natural y entender los diferentes objetivos e intereses de los agentes participantes⁷.

C. Los problemas y sus soluciones. Comentarios sobre algunas decisiones recientes de política

- La eliminación de los subsidios a los combustibles sustitutos. Para lograr la sostenibilidad del negocio del gas en el largo plazo es imprescindible enviar al consumidor -cualquiera que este sea- una señal clara en el sentido que los precios de los combustibles sustitutos reflejaran su verdadero costo de oportunidad. La eliminación de los subsidios que otorga el Estado a través de Ecopetrol,

⁴ En el documento se describe cómo desde el punto de vista de exploración los costos son los mismos para encontrar gas que petróleo y las diferencias dependen de sí la exploración se realiza "costa afuera" o en el interior.

⁵ En el documento se menciona la posibilidad de eliminar las regalías al gas natural consumido en el país, como sucede en el caso del carbón térmico. Igualmente se insiste en la posibilidad de subastar el gas natural de propiedad del Estado

⁶ Este sería un problema en el caso de encontrarse un gran yacimiento de gas en el prospecto de "Gibraltar".

⁷ Es importante formar capital humano para la industria del gas natural. En la actualidad los ingenieros de petróleo operan en "upstream" en la industria del gas y los eléctricos en el "downstream".

como se ha venido haciendo en el caso de la gasolina corriente y el acpm, asegura la mayor demanda de gas natural, contribuye a mejorar el medio ambiente, y fortalece las finanzas de Ecopetrol⁸.

- Tarifas de transporte de gas que incentiven la demanda del producto. La Resolución 13 de 2003 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, *CREG*, estableció un esquema de tarifas de transporte de gas que, como lo ha comentado en repetidas oportunidades Naturgas, no estimula la demanda de gas en el interior del país, particularmente en el Occidente. La metodología utilizada por la Comisión permite en principio que Ecogas recupere sus altos gastos de inversión (resultantes de la escisión de Ecopetrol) pero no tiene en cuenta que, al encarecerse excesivamente el precio del gas a los consumidores, la demanda se resiente y no existe atractivo para explotar el gas asociado de Cusiana⁹. Es urgente, por lo tanto, redefinir el esquema de tarifas de transporte de gas, asunto que, sin embargo, debe tener en cuenta la reciente decisión del Consejo Nacional de Política Económica y Social, Conpes, de proceder a la capitalización de Ecogas por parte de inversionistas privados.
- La venta de Ecogas. En efecto, el documento 3244 del Conpes (septiembre 15 de 2003) autoriza la venta de Ecogas, una medida en la dirección correcta por cuanto dentro del modelo actual de desarrollo de los negocios en el sector de energía no tiene cabida el Estado como "empresario" en el sector de transporte de gas. Sin embargo, el documento deja de lado la discusión acerca de la tarifa de transporte. Como quiera que Ecogas mantiene un pasivo con Ecopetrol por concepto de los activos de transporte de gas que opera, una tarifa alta con una deuda elevada puede conducir a que el precio de la venta sea bajo para que el comprador se encargue del pago del pasivo, en un entorno de baja demanda. Una situación diferente podría ser la de que Ecopetrol asumiera la pérdida implícita por la practica imposibilidad de recuperar el costo de la inversión en la infraestructura de transporte de gas y que la *CREG* definiera unas tarifas más bajas para el transporte del gas por parte de Ecogas que incentivarán la demanda y la utilización de los gasoductos.
- Si se quiere cumplir el mandato del Conpes de traspasar la propiedad de Ecogas, el Estado debe reconocer un costo en el cual ya incurrió cuando invirtió en una infraestructura de transporte de gas, inversión que no ha recuperado, ni va a recuperar en el futuro. Si esto no ocurre y la venta de Ecogas no llegare a concretarse, se afectaría el desarrollo del sector del gas natural, al no generarse la demanda requerida para explotar el gas de Cusiana¹⁰. Es por eso fundamental la coordinación entre el regulador, en este caso la *CREG*, y el gobierno nacional, el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Hacienda, para incorporar el elemento regulatorio y de expansión de la demanda de gas natural dentro del esquema de la venta de la empresa.

⁸ Uno de los primeros estudios que se realizarán dentro de la Misión de Estudios de Servicios Públicos será el de la formación de los precios de los combustibles y la política que debería seguir el gobierno en este campo.

⁹ Es muy importante para el país contar con dos fuentes grandes de suministro de gas -La Guajira y Cusiana- para regular la competencia. La expansión de la producción en La Guajira (Catalina) y el desarrollo del proyecto de Cusiana deberían ir de la mano. En el tema de la competencia en la industria del gas debe tenerse en cuenta tanto los combustibles sustitutos como el componente geográfico. Este punto es resaltado por García Alfredo, "Colombia's Natural Gas Industry: A Competition Failure" en Beato Paulina and Laffont Jean-Jaques (Editors), *Competition Policy in Regulated Industries - Approaches for Emerging Economies*, Inter-. American Development Bank, Washington D.C. 2002

¹⁰ Hay que tener en cuenta que la demanda de una ciudad como Bogotá no alcanza a justificar la inversión en una planta de tratamiento de gas en Cusiana con capacidad para producir 180 millones de pies cúbicos por día.

- Cambios institucionales: la nueva Agencia Nacional de Hidrocarburos. La puesta en marcha de esta nueva entidad en enero de 2004 crea la oportunidad para definir en mejor forma el esquema institucional para regular la cadena del gas natural en el país. La Agencia, como responsable de la administración de las reservas de hidrocarburos de la Nación, debería centrarse en la definición de las reglas de juego contractuales para explorar y explotar el gas natural, lo mismo que para su comercialización. La política de precios de los combustibles quedaría bajo la responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía y de la Agencia Nacional de Hidrocarburos -que dependerá del primero- lo cual permite introducir una mucho mayor consistencia. El precio del gas natural en boca de pozo sería fijado por la Agencia y no por la CREG. Ésta última correspondería la regulación del transporte y la distribución por "redes". Hay en la actualidad un cierto nivel de incertidumbre con respecto a esta división de funciones entre la Agencia y la CREG por cuanto no se conocen pronunciamientos oficiales al respecto¹¹.

D.Recomendaciones

Los principales problemas del sector podrían incluirse dentro de la siguiente clasificación:

- Complejidad e indefinición institucional
- Falta de una política coherente en materia de precios de los combustibles, y
- Necesidad de resolver el problema de las tarifas de transporte dentro de un marco de política que se oriente a la expansión del consumo del gas.

En cuanto a recomendaciones específicas se sugiere:

- Establecer un marco regulatorio que facilite y promueva la exportación del gas.
- Buscar la integración de los mercados regionales de gas natural. (Venezuela, Colombia y Centroamérica)
- Asegurar que se cumpla la fecha para la liberación de los precios en boca de pozo, fijada para enero de 2005.
- Revisar los mecanismos regulatorios con el fin de reducir los controles excesivos y la regulación de detalle. En este sentido es indispensable desconcentrar la oferta y ampliar el número de agentes comercializadores. "Más incentivos y menos controles", deberían ser la regla.
- Aclarar el esquema de venta de Ecogas y, en particular, incorporar en el análisis de la misma el tema de las tarifas de transporte de gas teniendo como objetivo fundamental la expansión del consumo interno de gas.

¹¹ La Misión de Estudios de los Servicios Públicos, a cargo de Fedesarrollo escogió como uno de los temas prioritarios de trabajo el de las instituciones para la regulación con el fin de formular recomendaciones de reforma al gobierno.

Para los investigadores, las decisiones de mayor trascendencia que se requieren para superar los obstáculos que impiden el desarrollo del gas natural en Colombia, tienen que ver con la política pública frente a este sector de la economía nacional y con el diseño institucional para la regulación y, en menor grado, con elementos específicos de la regulación. De ahí la necesidad de incorporar la problemática del gas natural dentro de los temas a estudiar por la Misión de Estudios de los Servicios Públicos que está iniciando sus tareas bajo la dirección de Fedesarrollo y, en una primera etapa, con financiación del Gobierno Nacional y de la CAF.

E. Presentación

Naturgas ha realizado en el curso de los últimos años una serie de estudios y presentaciones, con el fin de enriquecer la discusión sobre diferentes aspectos de la industria del gas natural en Colombia, de propiciar la búsqueda de soluciones a los problemas de desarrollo del sector y de cumplir con los lineamientos establecidos en las políticas económica y energética con posterioridad a la Constitución de 1991.

En esa línea de pensamiento, Naturgas encargó a Fedesarrollo la tarea de analizar varios de los temas que se presentan como obstáculos al desarrollo del sector y le invitó a proponer de una manera técnica y objetiva posibles salidas a esos problemas, en beneficio de los consumidores, los inversionistas, y el mismo Estado en su complicada tarea de regular un sector en el cual la inversión privada es de enorme beneficio para la sociedad en su conjunto.

Fedesarrollo coincide con Naturgas con respecto a la clasificación de los principales problemas del sector en una de las siguientes categorías:

- La Complejidad Institucional
- La falta de una Política coherente en materia de Precios de los Combustibles
- La necesidad de una solución definitiva al problema de las tarifas de transporte del gas natural (Ecogas).

Estos problemas, han llevado a que el sector no haya logrado desarrollar plenamente su contribución potencial a la economía del país, estimada por Naturgas en cerca del 1,5% del PIB, y por diferentes analistas del sector con una capacidad de crecimiento de cerca del 70% o más en los próximos cinco años, si se logran superar las limitaciones institucionales y regulatorias que el sector enfrenta desde hace varios años.

Este documento hace una muy breve descripción del sector para luego entrar a analizar directamente los principales problemas que afectan el crecimiento del sector del gas natural y termina formulando algunas posibles soluciones inmediatas o de mediano plazo, para introducir un mayor dinamismo a su desarrollo. Esboza además, de manera preliminar, otros importantes temas que serán estudiados con mayor profundidad en la Misión de Estudio de los Servicios Públicos que coordina Fedesarrollo con diferentes organismos estatales y agencias internacionales.

II. El gas natural en Colombia

La política gubernamental para el desarrollo del gas natural en Colombia se ha orientado, fundamentalmente, a ampliar el consumo interno del producto -residencial e industrial- y a satisfacer la deman-

da de las generadoras térmicas y las refinerías de Ecopetrol. Para tales propósitos Ecopetrol construyó una extensa red de gasoductos que, al crearse Ecogas y escindir de la primera empresa, se traspasó a esta última empresa.

Las reservas probadas del país suman aproximadamente 7,5 tera-pies cúbicos¹² (TPC) que le permiten atender la demanda actual y la esperada en el corto y mediano plazos. Se estima además que el país cuenta con reservas de magnitud importante que es necesario explorar. Sin embargo, no existen incentivos para la exploración por la existencia del círculo vicioso que genera la falta de demanda. No se ofrece más gas porque la demanda es insuficiente y no se demanda más gas porque este no se encuentra disponible.

Colombia cuenta con un yacimiento importante de gas natural "costa afuera" en La Guajira¹³ -que comenzó a explotarse a mediados de los años setenta- desde el cual se abastece el 82% de las necesidades del país¹⁴ y, más recientemente, con el llamado gas "asociado" que se encuentra junto con el petróleo en los yacimientos de Cusiana y Cupiagua en el piedemonte de los llanos orientales y que es reinyectado actualmente en enormes cantidades en el proceso de explotación del crudo¹⁵. Hay unos pozos pequeños en los llanos (Apiay), en el Huila en el sur del país y otros pequeños campos en la parte norte.

El gas natural se transporta entre la Costa Caribe y la refinería de Barrancabermeja. Desde allí se abren gasoductos secundarios hacia las principales ciudades colombianas (Bogotá, Medellín, Cali, Bucaramanga, Manizales, Neiva e Ibagué). La industria del gas natural es predominantemente administrada y operada por empresas privadas, con excepción de Empresas Públicas de Medellín, Ecogas y Ecopetrol.

El gas natural es ofrecido a los demandantes fundamentalmente por Ecopetrol y, en menor grado por la empresa ChevronTexaco, asociada de la primera en La Guajira. Los demandantes son las empresas termoeléctricas, la industria manufacturera, las refinerías de Barrancabermeja y de Cartagena, los usuarios residenciales y los usuarios de gas natural vehicular.

La demanda de gas natural en los años recientes ha sido, en promedio, de 550 millones de pies cúbicos por día (MPCD). El número de hogares, establecimientos e industrias conectadas al gas natural pasó de 1,6 millones en 1998 a 2,8 millones en el 2002, con un crecimiento promedio anual del 17%¹⁶. Este significativo incremento se reflejó en el consumo, toda vez que el sector doméstico representa el 20% de la demanda total.

Es importante destacar que aproximadamente el 75% del total de los consumidores actuales, corresponde a familias de los estratos socioeconómicos más bajos¹⁷. Por otra parte, el sector termoeléctrico consume el 38% del total¹⁸. En la actividad de distribución, por cada 200 000 consumidores que se conectan anualmente, se generan casi 4 000 empleos directos. Esto sin incluir el efecto multiplicador

¹² "La cadena del gas natural en Colombia", *UPME*, versión 2001-2002.

¹³ 2,73 TPC, que representan el 36% de las reservas probadas, "La cadena del gas natural en Colombia, *UPME*, versión 2001-2002.

¹⁴ Payoa abastece el 3,0% y Cusiana también alrededor del 3%. *UPME*, p. 30.

¹⁵ Los actuales trenes de reinyección tienen una capacidad cercana a 2.500 MPCD.

¹⁶ *UPME* La Cadena del Gas Natural en Colombia, versión 2001-2002.

¹⁷ Supercifras 2003, *SSPD*.

¹⁸ *UPME* La Cadena del Gas Natural en Colombia, versión 2001-2002.

que resulta por la producción de bienes y servicios relacionados con el sector, incluida la producción y venta de tuberías, equipos, gasodomésticos y otros.

En el caso del gas natural como combustible automotor se destaca la conversión de cerca de 13 000 vehículos alcanzada en el 2002 frente al total de 4 622 que existían en 1999. Las inversiones en estaciones de servicio y talleres sumaron US\$ 42 millones el año 2002¹⁹.

De acuerdo con análisis realizados por potenciales inversionistas y actuales agentes en la industria, para los próximos cinco años se estiman inversiones a cargo del sector privado del orden de US\$2.000 millones en transporte y distribución de gas natural (sin incluir inversiones en exploración y producción). Igualmente se espera que en dicho período se puedan conectar 1,5 millones de nuevos consumidores, para un total de 16 millones de colombianos con acceso a este combustible. Esto en respuesta de la industria a la política definida por el Estado en años anteriores y encaminada a incrementar el consumo del gas natural.

La red de transporte, por su parte, podría experimentar una expansión de por lo menos el 30% sobre su longitud actual, para acomodar los nuevos polos de demanda. En materia de producción, se ha anunciado la construcción de una planta de tratamiento para comercializar el gas de los campos de Cusiana y Cupiagua, con la participación de sus socios de los respectivos contratos. Igualmente, se ha anunciado la ejecución del proyecto "Catalina", para incrementar la producción de los campos de la Guajira. Muy importante será la posible integración del gas natural colombiano al mercado internacional, en la medida que puedan concretarse los proyectos de exportación y para lo que se requiere una pronta modificación de la regulación existente. Será requisito fundamental la adopción de medidas para que se produzca una reactivación a gran escala de la actividad exploratoria dado que en la última década no se han producido hallazgos significativos, que aseguren la recuperación de reservas de gas para la generación de beneficios económicos y sociales para los colombianos por la vía de las regalías y de la prestación del servicio.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) tiene a su cargo, desde 1995, la regulación de los diferentes segmentos de la industria y a través de ella se fijan precios en boca de pozo, tarifas de transporte por gasoducto y tarifas de distribución y se reglamenta la operación de los diferentes segmentos.

El Ministerio de Minas y Energía, por su parte, define la política frente al gas, ha firmado contratos de prestación del servicio de suministro de gas en algunas zonas exclusivas, y reglamenta el tema del gas natural vehicular. El Ministro de Minas y Energía preside tanto las juntas directivas de Ecopetrol y Ecogas y la Comisión Reguladora (CREG).

De acuerdo con las leyes vigentes la vigilancia y el control de todas las actividades de la cadena de la industria están a cargo de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

A continuación se hace una breve reseña o resumen de los principales problemas que enfrenta actualmente la industria de gas natural para su desarrollo y que son consecuencia de la complejidad institucional que gobierna el sector, de la falta de responsabilidades claras por parte de quienes toman las decisiones, y de la inestabilidad de las normas regulatorias y los regímenes tributarios. Dicha problemática pone en peligro las enormes posibilidades de expansión del sector y menoscaba su contribución a la economía, impide la búsqueda diversificación de la canasta energética nacional y retrasa e impide definitivamente la inversión.

¹⁹ NATURGAS, documento interno.

III. Los problemas de la industria y el alcance de la Misión de Estudio de los Servicios Públicos

En la primera parte de este Capítulo se expone la problemática que enfrenta el sector del gas natural, y en la segunda se plantea la necesidad de adelantar dentro de la *Misión de Servicios Públicos* que coordina e impulsa Fedesarrollo, unos análisis cualitativos y cuantitativos, que muestren no sólo los avances alcanzados hasta la fecha desde el inicio del esquema regulatorio actual, sino que formule un conjunto de acciones para consolidar definitivamente el mercado del gas natural en el menor tiempo posible, el cual ha sido el propósito de la política Estatal en esta materia.

A. El círculo vicioso oferta-demanda

En el pasado reciente se intentó sin éxito "jalonar" la demanda para incentivar la búsqueda y la ampliación de la producción de gas. Un elemento "jalonador" que se consideró necesario fue el de asegurar la exportación del gas a los países vecinos en la Costa Caribe, Panamá y Venezuela. Las reglas de juego para la exportación del gas, sin embargo, no están definidas de manera firme por lo cual no ha sido posible minimizar la incertidumbre regulatoria para los potenciales inversionistas. Uno de los factores que ha limitado la demanda tiene que ver con la evolución de los precios de los productos sustitutos. Otro tiene que ver con las tarifas de transporte del gas natural, cómo se explicará más adelante.

B. La política de precios de los combustibles

La ausencia de una política de precios de combustibles que reconozca adecuadamente los costos de oportunidad de cada uno de ellos, ha conducido a la existencia de subsidios que generan desincentivos al gas natural frente a sustitutos como el diesel, el fuel-oil, el gas licuado de petróleo (*GLP*) y la misma electricidad en ciertos estratos de la población. Es urgente revisar los procesos de formación de precios de los combustibles de forma tal que la demanda responda a las condiciones económicas reales de la oferta de los diferentes sustitutos. Históricamente los precios de los combustibles líquidos han sido inferiores a los precios de exportación, casi siempre como consecuencia de subsidios otorgados por el Estado a través de la empresa estatal.

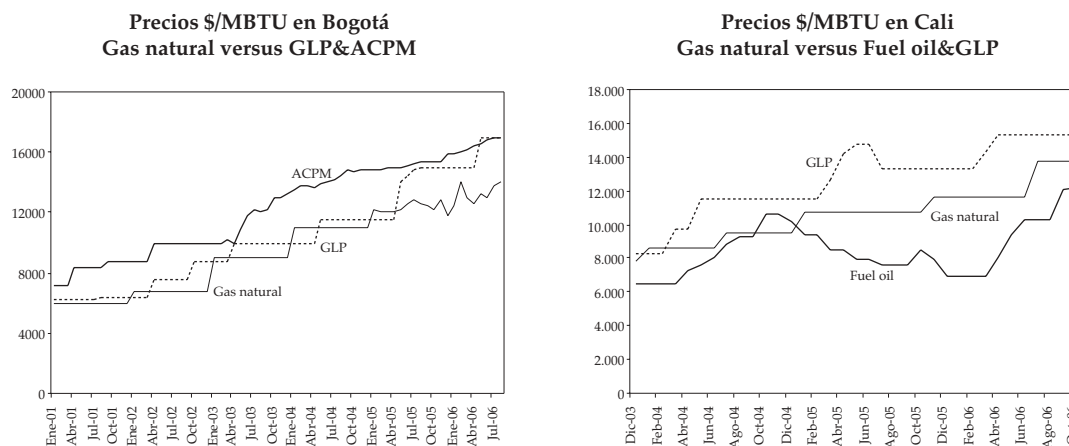
Como se ilustra en el Gráfico 1, frente a los precios históricos de los combustibles líquidos, el gas natural no ha logrado sustituirlos y de continuarse con la misma política de fijación de precios actual se ve comprometido no solo el crecimiento del mercado de gas natural sino que las señales de precios que se dan a los consumidores resultan en un uso inadecuado de los recursos del Estado.

En la práctica, lo que sucede es que, por ejemplo, debido a sus bajos costos, la industria prefiere utilizar el fuel-oil y el carbón, el sector transporte el diesel e, incluso, miles de usuarios residenciales utilizan la electricidad porque tienen una inadecuada señal del costo de los energéticos, situación que se agrava por la existencia de subsidios cruzados.

De acuerdo con varios estudios, históricamente los precios de los combustibles líquidos han sido inferiores a los precios de exportación, como consecuencia (en la mayoría de los casos) de subsidios otorgados por el Estado a través de Ecopetrol. Desde luego, ello ha sido el resultado de la aplicación de una política errática en materia de fijación de precios al consumidor, que está lejos de reflejar los costos de oportunidad de los combustibles.

El problema lo sintetizó la especialista de Ecopetrol Adriana Barrios²⁰, quién planteó que mientras se mantenga la actual política de subsidios a los combustibles, esa empresa seguirá con el manejo completo del mercado en franco deterioro de sus finanzas, y restando cada día más competitividad al gas natural.

Gráfico 1. Precios históricos de combustibles en Bogotá y Cali



Fuente: Empresas prestadoras de los servicios.

C. Concentración de la oferta y competencia

La concentración de la oferta en el *upstream* en Ecopetrol no solamente inhibe la competencia sino que genera una serie de restricciones regulatorias que, a su turno, impiden la búsqueda de nuevas reservas por parte del sector privado. La política reciente de promoción del desarrollo del gas natural ha intentado ampliar la oferta en manos de agentes privados, establecer reglas para subastar el llamado gas de "regalías" y ampliar el número de agentes comercializadores del combustible en el *upstream*.

Hasta la fecha, sin embargo, no se han obtenido los resultados esperados, por lo cual es crucial examinar opciones que permitan superar los obstáculos existentes e incorporar nuevos elementos en la regulación -como el componente geográfico y las posibilidades de arbitraje entre los mercados de la Costa Caribe y del interior, por ejemplo- y examinar el papel de Ecopetrol como oferente principal del gas, así como los cambios que se requerirían para que esta empresa no sea obstáculo para la profundización del mercado del gas en Colombia.

El papel del Estado como administrador y operador de varias empresas del sector es contradictorio con los principios que llevaron al legislador a montar el esquema que definieron las leyes resultantes de la reforma constitucional de 1991. Es un hecho, en el caso de Ecopetrol, que las empresas privadas compiten contra el propio Estado, toda vez que dicha empresa (administradora del contrato de asociación) maneja el monopolio de la comercialización del gas natural (sus ventas superan el 70% del gas comercializado en el país). En su doble calidad de monopolio y empresa pública, Ecopetrol también es reguladora, porque influye y establece directamente algunos de los precios de los combustibles sustitutos del gas natural (gasolinas, fuel-oil, GLP y querosene).

Ecopetrol, participa en el mercado del gas como un agente productor y comercializador, como una agencia del Estado que define precios y otorga subsidios, y como el mayor monopolio de la produc-

²⁰ A. Barrios (qepd), Revista Observatorio Colombiano de Energía, marzo 2002. "Es fácil concluir que, mientras la estructura de precios de la gasolina regular y el diesel no refleje su costo de oportunidad, se seguirá consolidando el monopolio de la producción en manos de Ecopetrol, pues la entrada de importadores se hace económicamente imposible y la construcción de nuevas refinerías, en el actual entorno competitivo mundial, exige altas capacidades competitivas en un mercado globalizado, que difícilmente puede cumplir un nuevo agente".

ción y de la comercialización. Es evidente que entre tantos roles, termina por imponer su propia política energética, impidiendo la competencia que se requiere para lograr un mercado en equilibrio y una oferta energética eficiente. Esta situación lleva a que esa empresa pueda: i) imponer las condiciones contractuales para la compra del gas a cualquier distribuidor o gran usuario, frenando el desarrollo de un mercado abierto y competitivo; ii) definir precios de los combustibles líquidos que implican la pérdida de competitividad del gas natural y su muy baja penetración en el sector industrial; y iii) influir en los demás organismos del Estado al momento de la definición de cualquier política. Desde luego, no se puede desconocer la importante gestión que Ecopetrol ha realizado para hacer viable el suministro del gas de Cusiana y Cupiagua, entre otros esfuerzos por darle viabilidad y transparencia al esquema de mercado que se busca para el gas natural.

De esta manera, las decisiones regulatorias no fueron acatadas por Ecopetrol y no han servido para dinamizar el mercado. Por el contrario están llevando a toda la industria a sufrir las consecuencias de la falta de gobernabilidad de los entes reguladores y controladores. El problema se podría obviar de alguna manera si el enfoque fuera diferente, es decir, que los competidores de Ecopetrol pudieran tener una flexibilidad mayor y unas reglas de juego que les permita efectivamente competir contra el monopolio estatal. Un ejemplo sencillo sería, por ejemplo, permitir cierto grado de integración vertical²¹ en la industria hasta que el mercado realmente alcance un tamaño mayor y se incentiven así inversiones en distribución, transporte y almacenamiento.

D. El problema del transporte

Debido a que las tarifas de transporte que cobra Ecogas son excesivamente altas para un mercado apenas en desarrollo y parecerían inhibir la demanda del producto en buena parte del territorio nacional, es crucial revisar la razón de estos altos costos y la relación financiera que existe entre Ecogas y Ecopetrol a raíz de compromisos financieros adquiridos por la primera con la segunda en el momento de realizarse la escisión de activos de Ecopetrol a favor de Ecogas. Es posible que esa revisión de lugar a recomendaciones en cuanto al tratamiento contable y financiero de esos compromisos que tengan implicaciones sobre el balance de Ecopetrol y la política fiscal. Adicionalmente, debería explorarse el tema del futuro de Ecogas y las diferentes opciones de la empresa hacia delante, entre ellas el traspaso de sus activos al sector privado. De igual forma es urgente, modificar el esquema regulatorio con el cual se fijan en la actualidad los precios del transporte a los combustibles sustitutos del gas natural.

En las actuales condiciones, el gas natural en el interior del país enfrenta un modelo regulatorio según el cual las tarifas de transporte son definidas por "distancia", mientras que los combustibles sustitutos cuentan con una regulación para el transporte tipo "estampilla". Esta diferencia regulatoria implica que el gas natural pierde competitividad frente a los sustitutos a medida que los centros de consumo se alejan de los campos productores. Cuando los esquemas regulatorios sean similares, se podrá colocar un mayor volumen de gas en el mercado, acelerando su uso masivo.

Por otra parte, es urgente al mismo tiempo resolver tanto para Ecogas como para la misma Ecopetrol en forma particular, como para el resto de empresas del Estado en general que deben actuar mercados competitivos, la situación que se presenta con las empresas públicas, al tratar de competir con las empresas privadas y estar vigiladas por entes estatales que utilizan mecanismos y metodologías

²¹ Integración en el sentido de que cada etapa de la cadena debería ser rentable por si misma de tal manera que la puedan desarrollar quien se especialice en ella o en conjunto por quienes quieran integrarse.

fiscalizadoras obsoletas desde el punto de vista de un mercado competitivo. Por ejemplo, en la medida en que Ecogas debe cumplir las normas de una empresa pública, se ve impedida para comercializar su capacidad de transporte con la flexibilidad tarifaria que un mercado en desarrollo le impone. De esta manera, y para citar un ejemplo, mientras la CREG establece tarifas tipo techo para el transporte, las cuales pueden ser menores dependiendo de la negociación entre las partes, Ecogas con mucha frecuencia y casi en forma sistemática por temor de sus funcionarios a ser cuestionados por los mencionados entes de control, aplica los valores máximos. Ello trae como consecuencia inmediata que el gas termine siendo demasiado costoso en varias regiones del país y no pueda desplazar a otros combustibles, entre ellos los mismos que son subsidiados por Ecopetrol.

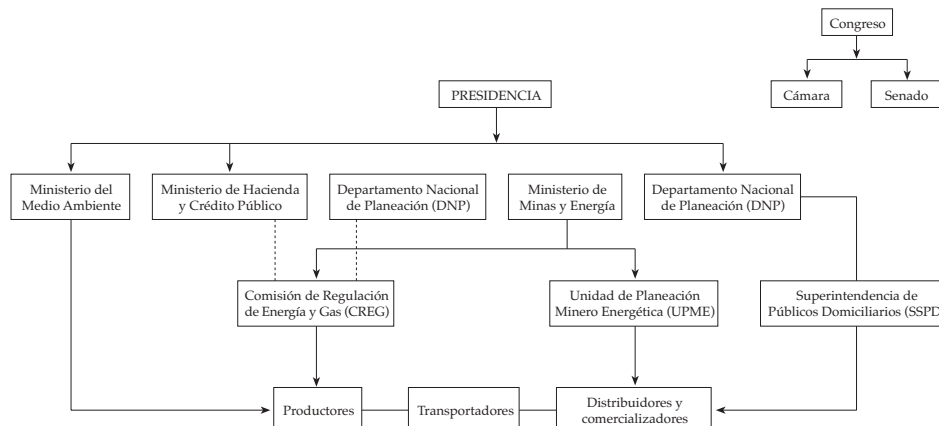
E. El problema institucional

Uno de los sectores en donde se detecta una mayor confusión institucional en el campo regulatorio es el del gas natural. De un lado se encuentra el Ministerio de Minas y Energía que es responsable de la política global de promoción del desarrollo del gas y, adicionalmente, establece requerimientos a las empresas distribuidoras y administra un fondo de solidaridad y redistribución del ingreso. De otro lado se encuentra la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, que es la entidad reguladora y fija precios y tarifas de transporte. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios es el organismo encargado de la vigilancia y el control de las empresas prestadoras de servicios. Y, como si lo anterior fuera poco, el Ministerio del Medio Ambiente es la agencia encargada del control y el manejo ambiental, y la Superintendencia de Industria y Comercio es la entidad encargada de vigilar la competencia y proteger a los consumidores. Es urgente entonces, no solamente definir claramente el marco institucional en el que se desenvuelven y realizan las actividades del sector gas natural sino también fortalecer técnicamente y volver más eficientes y operacionales las instituciones gubernamentales para el manejo del gas natural.

La diversidad de entidades del Estado que se ocupan de inspeccionar, vigilar, controlar y regular el sector del gas natural, y su falta de coordinación, ocasionan una parálisis en la ejecución de la mayoría de los proyectos y afectan las finanzas de las empresas. Así, por ejemplo, las empresas del sector atienden requerimientos del Ministerio de Minas y Energía, por ser el ente coordinador de la política energética y administrar el fondo de solidaridad y redistribución del ingreso; de la Superintendencia de Servicios Públicos (SSP), por ser el organismo encargado del control de las empresas prestadoras de servicios; de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), por ser la entidad reguladora; del Ministerio del Medio Ambiente, por ser la agencia encargada del control y manejo ambiental; de la Superintendencia de Industria y Comercio, por ser el órgano de protección al consumidor; de las Contralorías (en los casos de empresas mixtas y privadas con participación del Estado), encargadas del control fiscal; de las oficinas de planeación municipal, encargadas del ordenamiento territorial; y de las auditorías internas y externas y de los revisores fiscales, encargados del control de gestión.

También como parte del problema institucional, se presenta la falta de capacidad gerencial que necesita una empresa para competir cuando debe cumplir las normas de una empresa pública, y se ve impedida para comercializar su capacidad de transporte con la flexibilidad tarifaria que un mercado en desarrollo le impone. Tal incapacidad resulta de la misma confusión en materia institucional. Así, mientras la CREG establece tarifas tipo techo para el transporte, las cuales pueden ser menores dependiendo de la negociación entre las partes, Ecogas con frecuencia aplica el efecto *murciélagos*²² de la regulación por "cap-prices" y adopta los valores máximos como si fueran los únicos permitidos. Ello trae como consecuencia inmediata que el gas sea demasiado costoso en varias regiones del país y no pueda desplazar a otros combustibles, entre ellos los mismos que son subsidiados por Ecopetrol.

Gráfico 2. Marco institucional del sector gas natural



Fuente: Fedesarrollo.

F. Responsabilidades débiles

La viabilidad del mercado del gas natural y de las empresas, así como de la expansión del sistema, según nuestras leyes, está en cabeza de la CREG que es la encargada de cuantificar los costos, exigir eficiencia, establecer la rentabilidad de los negocios, y definir las tarifas en conjunto con Ecopetrol para el resto de combustibles sustitutos.

El legislador al aprobar la Ley 142 de 1994 "Ley de Servicios Públicos Domiciliarios" parecía tener muy claros los objetivos perseguidos con la implantación de nuevas y claras reglas de juego, que no solo permitieran el acelerado crecimiento del mercado sino que incentivaran al sector privado a realizar las enormes inversiones que se requerían en los servicios públicos y que el Estado no estaba en condiciones de continuar haciendo. Así las cosas, para el legislador era claro que los encargados de definir esas reglas de juego iban a tener la enorme responsabilidad de garantizar esas nuevas inversiones así como la prestación de los servicios de acuerdo con los principios establecidos en la Ley. La responsabilidad delegada por el Presidente de La República a los Comisionados exige una muy clara y oportuna rendición de cuentas, no solo ante el Presidente, sino frente a la sociedad en general y por supuesto, frente al Legislativo y a los demás cuerpos de control fiscal y político del país.

Con base en estos principios de responsabilidad las Comisiones han tomado las decisiones regulatorias desde el inicio del nuevo esquema. En caso de surgir problemas de cualquier tipo resultantes del ejercicio regulatorio, no existe un mecanismo claro de rendición de cuentas diferente a aquel que ejercen la Contraloría en aspectos fiscales y presupuestales de las entidades estatales y la Procuraduría en materia del comportamiento de los funcionarios públicos. Pero las consecuencias de las decisiones que afectan a las empresas y a la prestación misma de los servicios no tienen ningún mecanismo de evaluación, de tal manera que los consumidores y los inversionistas están totalmente desprotegidos frente a decisiones regulatorias equivocadas.

²² Aquel que lleva a los agentes a pegarse del techo o cap price, dado que no hay competencia.

Por otra parte, el hecho de no tomar oportunamente las decisiones que requiere la industria también acarrea enormes perjuicios a los consumidores y a los inversionistas.

A la *CREG* se la dotó de autonomía e independencia, y se la conformó con cinco Expertos Comisionados, el Ministro de Hacienda, el Ministro de Minas y Energía y el Director del *DNP*. Sin embargo, la reglamentación para su funcionamiento interno no fue lo suficientemente clara y sí, por el contrario, llena de vacíos. La crisis más reciente mostró, por ejemplo, que no había una norma para dirimir empates en la toma de decisiones y fue necesaria la intervención del Presidente de la República, la cual mediante el Decreto No. 314 de 2002 definió la regla requerida. Ello sin embargo, no ha sido suficiente, porque en la actualidad se observa que tampoco existen reglas claras para el trámite de una Resolución al interior de la misma *CREG*. Si bien existen cinco expertos comisionados, no existe el mecanismo apropiado que obligue a ninguno de ellos, ni siquiera al Director Ejecutivo, a cumplir con unos plazos preestablecidos para el análisis, discusión y aprobación de cualquier asunto. Más grave aún, no hay una disposición legal que los haga responsables de sus acciones, decisiones u omisiones, y parecería que los comisionados no son sujetos de investigación por las consecuencias de una mala regulación o quiebra de una empresa.

Debido a que no existe un mandato que obligue a la *CREG* a tomar decisiones en plazos estipulados con anterioridad, la industria del gas natural se ha afectado de manera grave y se ha frenado inversión de por lo menos US\$ 300 millones en los últimos dos años (en tratamiento, transporte y distribución), según cifras suministradas por las empresas a la Comisión de Regulación en el proceso de presentar información para la aprobación de cargos. Así, por ejemplo, las tarifas de transporte que debieron ser aprobadas en 1998 solo se comenzarán a aplicar en el presente año (casi con cuatro años de atraso). Sin tarifas aprobadas, las empresas transportadoras no pudieron hacer las expansiones previstas y sus finanzas también fueron afectadas.

Más grave aún es lo sucedido con las decisiones equivocadas de la *CREG* que, en principio, no parecen ser objeto de investigación y sanción. Este es el caso del gas de Cusiana y Cupiagua. En diversas regulaciones la *CREG* fijó un precio que no permitió cubrir los costos de producción y, por ende, el gas de estos campos no ha podido ofrecerse al mercado, a pesar que las gestiones para su comercialización se iniciaron hace más de cinco años. Como consecuencia, se ha puesto en peligro, entre otros, la operación de las termoeléctricas del interior con las posibilidades de un racionamiento de energía eléctrica ante la eventualidad de un período de sequía (el "Niño") en el futuro inmediato.

Igual sucedió con el modelo regulatorio para la distribución de gas natural. Las nuevas tarifas que debieron definirse en el año 2001 probablemente solo estarán aprobadas a finales del año 2003. Por falta de dicha reglamentación, se frenó toda inversión planeada con anterioridad para expandir las redes de distribución y transporte y no se podrán cumplir las expectativas de crecimiento de este sector y su importante beneficio social²³.

De otra parte, la *CREG* no solo retrasó las decisiones correspondientes en esta materia, sino que además modificó sustancialmente el modelo que llevaba más de cinco años y que había probado su funcionalidad. Con la nueva estructura regulatoria, se desecharon los logros de la reglamentación anterior que solo necesitaba unos ajustes menores en la formulación y un ajuste de la tasa de rentabilidad acorde con la realidad.

A falta de un estudio analítico que soportara una determinada metodología para aplicar al caso específico de la distribución de gas natural en Colombia, se adoptó una metodología sin atender a la

²³ Memo Ministerio de Protección Social, "Hacia un Compromiso Social", febrero 6 de 2003.

experiencia internacional y local y a una juiciosa evaluación de la aplicación de la metodología anterior. Además, la capacidad del regulador para escuchar y aprender de la experiencia de la industria es prácticamente nula, ya que en numerosas ocasiones, reuniones de trabajo y foros públicos la industria presentó análisis, comentó y sustentó ampliamente acerca de las inconveniencias de la propuesta del regulador, sin que el nuevo marco muestre que se atendieron dichos comentarios.

Aunque se podría decir que los resultados del desarrollo del gas natural en los últimos diez años son positivos, la opinión de la mayoría de los agentes de la industria de este sector es que la profunda problemática que enfrentan es consecuencia directa de la complejidad institucional, la total ausencia de mecanismos y procedimientos de rendición de cuentas y responsabilidades por parte de quienes toman las decisiones, y la inestabilidad en las normas regulatorias y los regímenes tributarios, todo esto sumado a la poca o inexistente coordinación entre las decisiones de las diferentes oficinas gubernamentales que afectan al sector en una forma inconsistente.

Estos problemas ponen en peligro las posibilidades de expansión del servicio, de la diversificación de la canasta energética nacional, de la inversión, y de las consecuentes generación de empleo²⁴ y de divisas y, más aún, de la posibilidad de que este sector contribuya como debiera al bienestar de la sociedad en general. Todas las conductas anteriores han generado claros perjuicios a la industria y a los consumidores, lo que debería producir responsabilidad en cabeza del Estado y de los funcionarios encargados de cumplir la función regulatoria.

La Misión de Estudio que coordina Fedesarrollo realizará entonces una evaluación de las intervenciones regulatorias en el sector gas natural desde la creación de las comisiones de regulación y la Superintendencia de Servicios Públicos, para identificar los vacíos y recomendar algunas acciones específicas que se deberán realizar en la materia, para de la misma manera como lo hizo el estudio de Ayala y Millán en el sector eléctrico, garantizar la sostenibilidad del esquema regulatorio del sector gas natural en forma integrada con el desarrollo de una política general de precios para los hidrocarburos en Colombia.

El punto de partida de los estudios que adelantará la *Misión* será el análisis que se presenta en el capítulo siguiente acerca de la regulación que se aplica actualmente en Colombia.

IV. La regulación

La regulación del servicio público de gas natural en Colombia adolece de falta de incentivos para realizar incrementos en la eficiencia productiva de la industria, en especial en su cadena final de distribución. El Gobierno colombiano y la *CREG* están a favor de continuar con la aplicación de precios techo, sin que se presente evidencia empírica sobre como han funcionado en los últimos nueve o diez años, evaluados en términos de eficiencia productiva. Adicionalmente, los precios techo se establecen a partir de una simulación de ingeniería para la operación de los componentes de la cadena de producción, en buena medida desconectados de los costos reales de los operadores.

Una pregunta que parece aún no se hace el regulador es si los beneficios para el consumidor final y la sociedad en general pueden llegar a ser mayores bajo la regulación por incentivos, que bajo un régimen de industria o de duopolio desregulado²⁵.

²⁴ idem, "Por cada 200.000 nuevos consumidores de gas natural se generan 4.000 nuevos empleos".

²⁵ Lawrence P., Mukherjee, A., Price-capping regulation as a protectionist strategy in developing countries, Keele University, 2002.

Este Informe recoge el análisis llevado a cabo por Fedesarrollo sobre las opciones viables para establecer un patrón regulatorio que ofrezca un balance entre los mandatos claros de la ley 142 de 1994 y las posibilidades de desarrollo de la industria bajo un entorno que realmente incentive el crecimiento del mercado, y sea más eficiente en responder a esa política que el previsto por la regulación vigente.

La regulación colombiana ha pretendido por la vía estrictamente normativa resolver los grandes dilemas que el cuerpo de resoluciones ha creado para el desarrollo de la industria del gas natural, sin que medien análisis independientes sobre las consecuencias sobre el mercado, sobre la estructura de la industria y sobre la continuidad del suministro, como se observa en países con mercados semejantes.

El problema del abastecimiento de gas natural en los países que tienen la fortuna de contarle entre sus propios recursos naturales y aún en aquellos que dependen de la importación, parece estar presente en los diseños de las políticas energéticas de muchos sin que sea tratado como un problema residual de la industria petrolera o de la industria eléctrica. El problema se ha resuelto en la mayoría de los países por la vía de desatar efectivamente fuerzas competitivas y por crear un marco eficiente en el cual los incentivos sean dirigidos a incrementar la competencia y a promover un suministro oportuno y confiable, sin descuidar la atención a los hogares más pobres.

No existe en Colombia hasta el momento una investigación académica ni institucional rigurosa sobre las características de la regulación aplicable para las diversas industrias, y en particular, la que debería aplicarse a industrias como la del gas natural, sobre la cual se ha hecho recaer la responsabilidad de atender un servicio público denominado esencial por el legislador en 1994.

La regulación que se aplica en Colombia es la de precios techo que se aplicó en Inglaterra por primera vez en el curso de los años ochenta, en el contexto de la privatización de British Telecom- BT²⁶. Es un esquema regulatorio usado ampliamente, pues ha ganado gran popularidad entre gobiernos y reguladores. Básicamente, ofrece una restricción en el índice de precios aplicados por las empresas reguladas y su popularidad reside en las propiedades destacadas por la literatura especializada, como Vogelsang y Finsinger²⁷, Bradley y Price²⁸, Brennan²⁹, Vogelsang³⁰ e Iozzi³¹.

En la medida que se han originado procesos de transformación en muchas industrias tradicionalmente dominadas por monopolios naturales, se ha dado lugar a la aparición de procesos en los cuales la competencia aparece viable si cambiaran las condiciones regulatorias. Pero en la medida que se mantiene un esquema de *price-capping*, se produce el efecto paradójico de proteger a las firmas establecidas contra cualquier inversionista externo a la industria y al país, retrasando los beneficios clásicos de la liberalización de una industria en general³², y los que podrían aparecer en la del gas natural en particular.

²⁶ Vogel, S., *Freer markets, more rules: regulatory reform in advanced countries*, p. 82, Cornell University Press, 1996.

²⁷ Vogelsang, I. y Finsinger, J. A regulatory adjustment process for optimal pricing by multiproduct monopoly firms. *Bell Journal of economics*, 10, pp 157-171, 1979.

²⁸ Bradley, I. y Price, C. The economics of private industries by price constraints. *Journal of regulatory Economics*. Vol XXXVII, p. 99-106, 1988.

²⁹ Brennan, T.J. Regulating by capping prices. *Journal of Regulatory Economics*, Vol1 pp 133-147, 1989.

³⁰ Vogelsang, I. Price cap regulations of telecommunications services: A long-run approach, en Crew, M.A. *Deregulation and diversification of Utilities*, Kluwer Academic Publishers, 1989.

³¹ Iozzi, A. *Essays on regulation: Theory and practice*, Universidad de York (UK), 1999.

³² Lawrence, P. *et al.*, p. 4.

La industria del gas natural se diferencia claramente de otras industrias de servicios eléctricos por redes, y esas diferencias hacen que existan obstáculos objetivos para que se repliquen los procedimientos de regulación y que los consumidores se beneficien de una regulación más general, que una regulación intrusiva que resulte afectando el desarrollo competitivo de cada industria en particular. Es importante destacar que se debería regular tan sólo aquello que realmente lo requiera. Es decir, que sólo exista tanta regulación como sea necesaria. Además del costo de la regulación que lo paga toda la colectividad, el punto es que debe dejarse el máximo espacio posible para que opere eficientemente la actividad competitiva privada.

La regulación es necesaria sólo si esa operación privada sin regular impone mayores costos a la sociedad que con regulación o bajo libre competencia y estas dos últimas opciones también deben ser objeto de comparación similar. Se ha señalado insistentemente que el Estado "está facultado para regular o fijar precios, por la vía de excepción, cuando detecte alguna irregularidad en perjuicio del consumidor, por ejemplo, cuando ocurran prácticas monopólicas". La existencia de monopolios no necesariamente exige regulación o fijación de precios.

La regulación, si quiere ser realmente exitosa, deberá basarse más en la definición de incentivos que dirijan adecuadamente el comportamiento deseable esperado de los regulados, más que en la formación de cuerpos de inspectores que cuiden que ese comportamiento sea efectivamente el que llevan a cabo los regulados: más incentivos y menos controles sería la regla.

En resumen, se debe tender o evolucionar hacia nuevas formas de regulación, principalmente aquellas que definan de forma explícita los mecanismos que regirán las entidades que se dediquen a la provisión de servicios públicos. Tal regulación deberá ser la estrictamente necesaria, evitando que se convierta en un impedimento al crecimiento y la rentabilidad adecuadas de tales firmas, al tiempo que se garantice una cobertura de usuarios o consumidores lo más amplia posible y, sobre todo, en donde se tenga muy claro por parte de los reguladores, que nunca habrá regulación tan comprensiva que pueda sustituir los incentivos que sólo introduce la competencia.

Entremos entonces a analizar unas primeras aproximaciones a lo que podrían ser unas soluciones de largo plazo a la problemática que presenta el sector del gas natural actualmente en Colombia.

A. Se debe liberar³³ el mercado interno

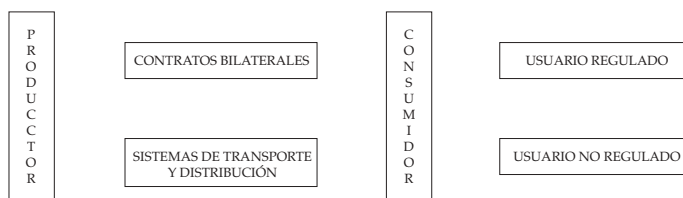
Los proyectos de gas natural tienen definitivamente un mayor riesgo que los de petróleo, dado el hecho de que la mayoría de las transacciones del mercado se realizan dentro de un mismo país, cuyo gobierno tiene la soberanía de realizar cambios fiscales y regulatorios que pueden afectar la rentabilidad del negocio del gas en forma imprevista.

El petróleo, por su parte, genera ingresos desde el exterior, mientras que los ingresos del gas son locales, al igual que sus impactos económicos. Entonces, una manera de incentivar la exploración es facilitar e impulsar o agilizar el desarrollo del mercado de gas natural. Aunque la competencia en la comercialización entre productores se encuentra no solo permitida sino que es un objetivo de la regulación, los agentes privados siempre tuvieron la percepción de que no hay manera de competir económicamente con las decisiones que la empresa estatal tiene que tomar por motivos sociales y políticos.

Por otra parte, la comercialización conjunta que ha estado permitida en todo el período anterior a la planeada liberación del precio en el 2005, ha sido aprovechada por Ecopetrol y sus socios al máxi-

³³ Liberación de precios como parte de una política que debe conducir a una mayor oferta del producto y, por consiguiente, a precios competitivos.

Gráfico 3. Estructura del mercado de gas natural en Colombia



Fuente: Fedesarrollo.

mo, como se puede constatar con una mirada a los precios históricos del gas natural, que han estado pegados al techo ("efecto murciélago") de las diferentes resoluciones de precios (Gráfico 4). Los precios de los contratos según los compradores y el mismo Ecopetrol han estado siempre atados al precio máximo.

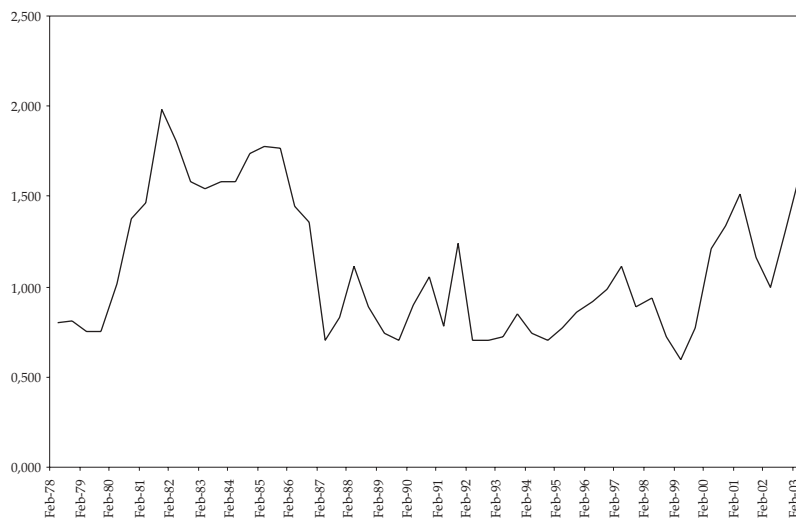
Otro punto importante, es que el mercado secundario de gas natural con libertad de precios, podría ayudar a impulsar la demanda y presentaría una posibilidad de alivio a los onerosos contratos *take or pay* que los generadores térmicos y otros grandes consumidores han tenido que firmar para garantizar el suministro del combustible. Como al final, el combustible no se consume ni se transporta debido a la altísima y cambiante dependencia de la hidrología, estos elevados costos hacen que la generación térmica se haya estancado.

B. Regulación e Instituciones

La legislación y la regulación del gas natural actualmente están diseñadas para un mercado cerrado, lo cual hace que la exploración de gas sea poco atractiva.

La regulación y la industria del gas natural exigen un alto grado de conocimientos específicos técnicos y comerciales. Las instituciones gubernamentales que ejercen estas funciones deben estar capacita-

Gráfico 4. Precios del gas natural según resoluciones CREG



Fuente: elaboración de los autores.

das adecuadamente para poder analizar y resolver los problemas propios de todas las etapas de la cadena de valor del gas natural y entender los diferentes objetivos e intereses de los agentes participantes.

Cada una de las diferentes actividades debe ser manejada por la respectiva agencia gubernamental especializada, en forma ágil y calificada, puesto que tienen objetivos y áreas de incidencia diferentes, no relacionados con la totalidad de los proyectos o intereses. Por ejemplo:

- ❑ La agencia responsable por la regulación de la generación de energía eléctrica deseará gas a precios bajos;
- ❑ La agencia responsable por el transporte deseará tarifas de monopolio;
- ❑ La agencia reguladora de la producción deseará altos precios para mantener interesadas a las compañías inversionistas;
- ❑ Todos desean oportunidad y eficiencia en la toma de decisiones.
- ❑ Las recientes decisiones del Gobierno Central al dividir a Ecopetrol en tres diferentes entidades abren muchas posibilidades para encontrar la claridad que la industria necesita en materia regulatoria, institucional y de política energética.

Veamos:

- ❑ La ANH - Agencia Nacional de Hidrocarburos manejará la propiedad pública de las reservas de petróleo y gas, que son de propiedad del Estado, y regulará toda la industria.
- ❑ Ecopetrol S.A, estará a cargo de la producción, transporte, refinación y distribución y procesamiento de combustibles líquidos.
- ❑ SPEC - Sociedad Promotora de Energía- manejará el resto de negocios que eran de propiedad de Ecopetrol (acciones en Termotasajero, Artesanías de Colombia, etc.)

El Gobierno Colombiano se comprometió a elaborar un nuevo marco y códigos para la nueva política petrolera y de gas, de manera que respondan a una política energética integral en lo que queda del segundo semestre del presente año 2003. Esto quedó establecido explícitamente en el Plan de Desarrollo.

C. Mercado regional

El CERI (Canadian Economic Research Institute) elaboró un estudio sobre las perspectivas de integración de mercados de gas natural en Sur América, a partir de los diversos desarrollos de redes locales e internacionales de gasoductos.

La UPME en la más reciente versión del documento del Sector Gas Natural realiza también un interesante análisis de las posibilidades de incrementar el mercado de este combustible a escala regional, de acuerdo con estudios propios de los Ministerios de Energía y Minas de Venezuela y Ecuador que no entran a detallar en este trabajo, por considerar que el estudio del CERI fue mucho más amplio.

El estudio del CERI divide claramente las perspectivas de integración en dos grandes subregiones: la primera, que ha dado ya pasos de interconexión efectiva y tiene estudios de factibilidad terminados, integra a Perú, Bolivia, Brasil, Argentina, Uruguay y Chile. La segunda, en la que los esfuerzos de in-

tegración son incipientes o no existen proyectos de desarrollo, está integrada por Ecuador, Venezuela, Colombia y podría incluir eventualmente a Centro América en donde las potencialidades son enormes.

El *CERI* desarrolló un modelo de integración energética regional denominado *SANG* (South America Natural Gas) con el cual se realizaron evaluaciones económicas de las interconexiones por países, así como la competencia entre combustibles en los países y entre los países. La aplicación de dicho modelo se hizo inicialmente para el estudio de 1997, de los países del Cono Sur (incluidos Perú y Bolivia).

La infraestructura y utilización del gas natural continúa una vigorosa expansión en la región. El consumo de toda la región Centro y Sur América en el 2020 se estima en 14,8 *TPC* con un promedio anual de crecimiento de 7,5%³⁴. Solamente en Brasil, el uso del gas crecería al 14% anual hasta ese año, para llegar a 4,3 *TPC*.

D. Centro América y Venezuela

En Centro América crecen las perspectivas de poder disponer de un energético con las bondades del gas natural. Son grandes las posibilidades de obtenerlo a buen precio, proveniente de los grandes productores situados tanto al norte como hacia el sur de la región.

Dado el nivel de reservas con que cuenta Colombia en el momento, el potencial de reservas probadas y probables es suficiente para garantizar el suministro interno a las tasas de crecimiento de consumo más extremas, por un período no menor de quince años. Este es un lapso suficiente para garantizar una adición de reservas importante a través de los nuevos esquemas contractuales que se manejan en el país y los posibles nuevos esquemas que se van a introducir en el futuro como se espera lo haga la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Como conclusión, la comercialización de las actuales reservas de gas natural hacia el resto de la región, en particular hacia Centro América y Venezuela, aparece como una decisión razonable.

Por otra parte, como la inversión que se hizo en la infraestructura de transporte es tan alta que las tarifas no parecen ofrecer ningún incentivo a montar proyectos de alto consumo del gas natural en puntos extremos del país, podría pensarse en utilizar de una manera más eficiente la red de transporte existente.

Una forma sencilla de hacerlo es ampliando el mercado regional con infraestructura de transporte, al interconectar a Venezuela con el Ecuador a través de Colombia, y facilitar el interés de parte de varios inversionistas privados en interconectar a Colombia con Centro América. La optimización de la estructura de transporte y la interconexión con las enormes reservas de gas natural de Venezuela con otros centros de consumo importantes, permiten pensar que el suministro de este combustible estaría garantizado por muchos años a toda la región.

E. Consideraciones de mercado y reservas

Es claro que mientras no se concreten acciones conducentes a la interconexión subregional, las decisiones de inversión en exploración y desarrollo de hidrocarburos gaseosos no se tomarán tan sólo sobre la base de indicadores de competitividad, sino también sobre la posibilidad de comercializar el recurso en el mercado externo. El mercado interno será insuficiente por sí solo para sustentar el desarrollo de mayores yacimientos a mediano plazo.

³⁴ Energy Information Administration - EIA, 2001.

Ahora bien, si se firmara hoy un contrato entre Ecopetrol y cualquier compañía para exploración y desarrollo de prospectos de gas natural, se tuviera éxito exploratorio y se declarara la comercialidad de un campo con 600 MBPE o más, los nuevos campos comenzarían su producción entre los años 2008 y 2009. Pero, con las curvas de producción que se definan técnicamente para los diferentes campos, es claro que ninguno de los 600 MBPE encontraría salida para su producción esperada en el mercado interno, como ocurriría en el caso de que Gibraltar sea un pozo importante de gas³⁵.

Las limitaciones del tamaño del mercado interno, como también los indicadores financieros, señalan que sólo serían atractivos proyectos de máximo 100 MBPE, aunque el mercado interno puede absorber fácilmente la oferta esperada de los campos menores considerados.

Si se llegaran a descubrir campos mayores, ineludiblemente habría que desarrollar una estrategia de comercialización internacional, o crear industrias altamente consumidoras, adicionales a las plantas consideradas actualmente en los modelos económicos y energéticos que se manejan en el país.

F. Incentivos a los oferentes

Como la producción es un monopolio estatal con las características y dificultades antes expresadas, un posible incentivo a los oferentes podría ser, la eliminación de regalías al gas natural que se consume en el país, dada la importancia social y económica que tiene este combustible para el país.

Los beneficios para los consumidores localizados cerca a los pozos de producción se materializan en las bajas tarifas de transporte que tendrían. El esquema es consistente con la liberación de precios, como ocurre con el carbón térmico que se produce en el país y que se exporta en su gran mayoría³⁶ para generación eléctrica.

G. Incentivos a los demandantes

Entre otros mecanismos que podrían proveer unos incentivos importantes a los consumidores para incrementar la demanda, están las subastas del gas natural propiedad del Estado.

Aunque anteriormente el regulador había tenido la iniciativa de proponer la subasta del gas de regalías, el estudio adelantado por el CERI³⁷ para la Comisión de Regulación de Energía y Gas en el año 2001, demostró que esto sería inoficioso por su bajo volumen (20% de la oferta) y por el contrario, se debería pensar en un mecanismo para comercializar en forma independiente la totalidad del gas natural de propiedad del Estado, impidiendo al mismo tiempo la intervención de Ecopetrol y del Gobierno en la fijación de los precios.

H. Mercados secundarios (gas y transporte)

El mercado secundario se ha venido dando de facto en materia de comercialización de gas natural. Esta es una respuesta comercial frente a los onerosos compromisos que el monopolio estatal o gran comercializador le ha impuesto a sus clientes con los contratos de tipo *Take or Pay*.

³⁵ Esto se demuestra analíticamente en el estudio Petro, realizado para la UPME en 1999 por Vegalara & Asociados, en asocio con la Universidad de Dundee y el analista internacional en asuntos fiscales de la industria petrolera Pedro van Meurs.

³⁶ El consumo doméstico de carbón paga solamente un impuesto a la producción del 6%, mientras que el carbón que es exportado paga una regalía del 15%.

³⁷ Canadian Energy Research Institute, CERI, Estudio del esquema de subastas de gas natural, Informe a la CREG, 2001.

Las aproximaciones a un mercado secundario se han dado por parte de los generadores térmicos a gas natural que cuando no son despachados ofrecen su combustible a otros consumidores. La necesidad de caja obliga a realizar dichas transacciones y el sector privado es definitivamente más ágil e innovador que el regulador y va adelante en la implantación de soluciones efectivas para la industria.

I. Otros incentivos al consumo

Los incentivos para la exploración y desarrollo están por el lado de encontrar mecanismos que permitan y/o faciliten la competencia entre los productores de gas natural, para facilitar la colocación del producto en el mercado o asegurar mecanismos claros de precios y comercialización del gas natural a la firma del contrato de exploración, sin dejar abiertas negociaciones posteriores a la realización de los descubrimientos.

J. Libre escogencia por el consumidor

Si bien legal y regulatoriamente la actividad comercial que realizan los comercializadores independientes, vale decir, aquellos que no son productores, transportadores ni distribuidores, es para el actual regulador una actividad factible y deseable, esto parece no tener una sólida fundamentación teórica ni suficiente sustentación en la literatura económica para los productos distribuidos por redes que conforman monopolios naturales como lo han demostrado Baumol³⁸ y Joskow³⁹. Es del caso señalar que la exclusividad que tienen los concesionarios después de 1994, solo se refiere a la distribución. El tema amerita un cuidadoso análisis, y la experiencia internacional es rica en ejemplos del fracaso de tales iniciativas tanto en las áreas tanto de electricidad como de gas natural.

K. Concesiones con y sin exclusividad

El esquema sirvió en un principio para impulsar la industria y ampliar la cobertura del servicio de gas natural y estaba enmarcado dentro de un plan de masificación de gas con el cual se había comprometido el país. Legalmente las concesiones que otorgan exclusividad no pueden ir más allá de julio del año 2014. Para las demás concesiones, cuyos contratos habían sido firmados antes de la Ley 142 de julio de 1994, tendrá que esperarse a que cada contrato llegue a su fin. Es importante evaluar si el mecanismo de concesiones (con y sin exclusividad) permite una extensión considerable de la cobertura, e identificar qué modificaciones tendrán que introducirse para que el mercado se consolide sin concesiones. En general, sería interesante realizar una evaluación del desempeño para ver que tan efectivas han sido las concesiones.

L. Servicio universal

En materia de gas natural los subsidios establecidos han logrado -a diferencia de lo sucedido en otros servicios públicos- los resultados buscados de beneficio a la población de menores ingresos.

³⁸ Baumol, William J., Sidak, J. Gregory, Stranded Costs, Harvard Journal of Law and Public Policy, Cambridge, Summer 1995.

³⁹ Joskow, Paul J., Why do we need electricity retailers? or Can you get it cheaper wholesale?, MIT, February 13, 2000

No parece necesario entonces modificar fundamentalmente el actual esquema y con menor razón lo será a medida que se vaya avanzando en materia de liberación de precios de los combustibles sustitutos.

Aún más, un beneficio adicional para los consumidores y un enorme incentivo tanto para los potenciales inversionistas como para los consumidores mismos llevándolos a incrementar la demanda, sería liberar al gas natural que se consume internamente dentro del país del pago de regalías, en la misma forma que está exento el carbón de consumo interno. Esto correspondería más con una política general de utilización de combustibles y ayudaría a definir una más clara y coherente política general de precios, al poner en igualdad de condiciones a todos los combustibles sustitutos.

V. Análisis de los problemas de mayor impacto

A. La política de precios de los combustibles

Un paso fundamental para avanzar en la dirección correcta en materia de política energética es la definición de un esquema general de precios de los combustibles, y lógicamente la unificación de criterios regulatorios para hacer que las reglas de juego sean consecuentes con las decisiones de política tomadas al nivel del alto Gobierno. Si por ejemplo, la decisión es incrementar la cobertura y expandir el mercado del gas natural, las regulaciones deben conducir efectivamente al logro de ese objetivo en un horizonte racional de tiempo para permitir el ajuste de los elementos que el mercado -consumidores y agentes regulados- requiere para alcanzar los objetivos y las metas regulatorias de una manera razonable y eficaz.

El impacto económico de los anteriores escenarios se puede analizar bajo diferentes enfoques. Un primer enfoque podría ser la estimación del impacto macro económico, donde se analizan los efectos sobre variables como la *inversión privada* (nacional y/o extranjera), el crecimiento del *producto por el lado de la demanda* (consumo, inversión agregada, exportaciones), el impacto real en el *producto por el lado de la oferta*, es decir de la producción de diferentes sectores de la economía y los efectos sobre el *empleo*. Igualmente, se podría estimar el costo de oportunidad del gas frente a opciones económicas como la exportación y una mayor o menor producción de este recurso.

Un segundo enfoque consiste en un análisis fiscal y financiero, que incluya una estimación costo-beneficio derivada de un cambio en la regulación de los precios del transporte de gas y de los sustitutos en el territorio nacional, así como de una reducción de los subsidios a los combustibles sustitutos. En este ejercicio se toman en consideración tanto los *costos fiscales* directos que debe asumir el Estado por la reducción de las tarifas del transporte interno de gas (o por el otorgamiento de un subsidio si la tarifa no cubre los costos), así como los beneficios que produce el *mayor recaudo de impuestos* por la mayor actividad en el sector, por la mayor actividad económica general y por los menores subsidios a los combustibles líquidos sustitutos.

B. El actual sistema de subsidios a los combustibles sustitutos

Es imprescindible para lograr la sostenibilidad del sector en el largo plazo, llevar al consumidor una clara señal para optimizar el uso de los combustibles, señal que una vez acompañada de la reducción definitiva de los subsidios que hoy otorga el Estado (a través de Ecopetrol) a los combustibles líquidos, es prioritaria para asegurar un mayor uso de gas natural, contribuir a un medio ambiente más limpio, y fortalecer las finanzas de Ecopetrol. El alcance de la Misión cubrirá aspectos tales como:

- Evaluación de los precios actuales de los combustibles líquidos;
- Cuantificación de los subsidios que otorga Ecopetrol;
- Un plan gradual de desmonte de subsidios en un horizonte inferior a uno o máximo dos períodos tarifarios;
- Cuantificar los beneficios económicos para Ecopetrol (por los menores subsidios) y para el Estado (por el mayor uso del gas natural, con mayor inversión y generación de empleo).

Si bien a partir de los recientes cambios, la nueva Agencia Nacional de Hidrocarburos (*ANH*) será la administradora de los contratos de asociación, cabe la pregunta de si ella también controlará o no la comercialización del gas natural, dada su participación mayoritaria en los mismos. Una de las tareas iniciales de la Agencia será la de formular mecanismos alternos que faciliten la entrada de otros agentes al mercado.

Por otra parte, parecería corresponder a la Agencia hacer cumplir, por parte de los organismos regulatorios y de control, lo que se prometió desde la resolución 57 de 1996 a todos los agentes del mercado, con respecto a la liberación del precio en boca de pozo a partir del año 2005.

C. El transporte

La Comisión de Regulación tiene a su cargo la responsabilidad de establecer tarifas de transporte y ha definido una metodología que se encuentra vigente y que parte de los costos eficientes de transporte por comparación con otros gasoductos del país y en el exterior⁴⁰, de la recuperación de las inversiones existentes y las que vayan a hacerse durante el período tarifario en cuestión, de los gastos de *AOM* y de los factores de carga y utilización de los gasoductos.

La metodología permite la recuperación de los costos de transporte a través de distintas combinaciones llamadas "parejas de cargos", que están relacionadas directamente con el monto de la inversión que se va a realizar y que se distribuye en un cargo fijo y uno variable. Para el cálculo de estos cargos se utilizan diferentes tasas de descuento (11,5% en dólares antes de impuestos para fijos y 16% para variables).

Los transportadores y los comercializadores o Grandes Usuarios pueden acordar qué pareja de cargos escogen para su contrato. Para los generadores de electricidad lo acordado será válido por 5 años.

Como resultado de esta metodología y considerando que los gasoductos de propiedad de Ecogas tienen cargos muy altos derivados de las inversiones y costos asignados por el Gobierno al ser transferidos los activos de Ecopetrol como deuda de Ecogas. Al aplicar la metodología descrita, las tarifas de transporte para esa empresa resultan en cargos que son muy poco competitivos y encarecen desproporcionadamente el costo del gas natural que finalmente llega a los consumidores.

Por lo tanto, es urgente redefinir este esquema de tarifas de transporte y en particular el que aplica a la empresa Ecogas, a través de un mecanismo transparente y no de *gimnasia regulatoria*⁴¹ como el aplicado en la Resolución *CREG-013* de 2003, para que las tarifas de transporte realmente incentiven

⁴⁰ Indexados por el Índice de Precios de Bienes de Capital en los *EEUU*.

⁴¹ Término utilizado por el mismo regulador *CREG*.

la utilización masiva del sistema de transporte, ya que al realizar Ecopetrol la inversión inicial en el sistema de gasoductos del interior, era muy claro para el Estado que este era una especie de subsidio que se le daba al país para que la población del interior y sur del país se beneficiare de la utilización del gas natural de la Costa Norte, mientras se desarrollaba el gas del interior y eventualmente se revirtiera el sentido del flujo del gas al agotarse las reservas de la Guajira. Sin el hundimiento de parte importante de la inversión y la renegociación de los compromisos de pago entre Ecogas y Ecopetrol no es posible recuperar los costos a través de las tarifas.

El reciente documento Conpes 3244⁴², autoriza la capitalización de Ecogas después de analizar la sostenibilidad financiera de la empresa. Sin embargo, dicho documento deja de lado la discusión acerca de las tarifas de transporte, y entra en contradicción con el objetivo de dinamizar el mercado al aceptar implícitamente la Resolución 13. La única manera de dinamizar el mercado es aplicar inicialmente una tarifa de transporte tipo estampilla y solamente introducir la señal de distancia una vez se supere esté llegando al 100% de factor de utilización de la capacidad de transporte, cifra a la cual no se llegará ni remotamente en el próximo período tarifario. Hace falta entonces, una mayor claridad en las señales de política energética al respecto, para que las decisiones no tengan un sesgado carácter fiscal que en el largo plazo termina resultando más costoso para el Estado y la sociedad en general.

Lo anterior es imprescindible, para lograr la penetración que busca la política energética en materia de gas natural en el interior del país, es decir, es necesaria una reducción de las tarifas del interior del país que maneja Ecogas, al mismo tiempo que se aumente la utilización del sistema de transporte.

D. Organización industrial - concentración de la oferta y competencia

1. Separación de actividades

En el sector gas natural por redes, la situación tiene dos peculiaridades: el gas natural en el subsuelo es de propiedad exclusiva no enajenable del Estado y las condiciones para su exploración y explotación serán definidas a partir de Enero del 2004 por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). La explotación o producción podrá realizarla Ecopetrol o cualquier otro inversionista sólo o en Asociación con la empresa estatal. Constitucionalmente la existencia de una empresa del Estado no es indispensable; razón por la cual, y con base en las leyes vigentes se determinó que una agencia gubernamental -la ANH-, otorgará concesiones o licencias a los particulares para desarrollar esas actividades. Una vez que el gas está en boca de pozo, es un bien privado pero, en la práctica, hasta la fecha Ecopetrol y sus Asociadas han tenido una clara posición dominante, lo cual puede cambiar en el futuro de acuerdo con las nuevas reglas de juego que expida la Agencia Nacional de Hidrocarburos para promover la competencia.

Otra característica del mercado de gas natural es que la actividad de distribución se desarrollaba con base en contratos de concesión con anterioridad a la expedición de la Ley 142. A partir del año 1994, los distribuidores sólo tienen exclusividad en ciertas áreas hasta el año 2014.

Aunque la comercialización independiente es permitida, en la práctica no se ha dado, en buena parte por las circunstancias que acaban de explicarse.

⁴² Documento Conpes 3244 "Estrategias para la Dinamización y Consolidación del Sector Gas Natural en Colombia", 15 de septiembre de 2003.

2. Libre competencia, empresas estatales

La participación de Ecopetrol en el mercado es preponderante, por el hecho de ser la entidad oficial que "administra" en nombre del Estado las reservas en el subsuelo (que constitucionalmente no son apropiables por particulares). Por mandato legal (no constitucional) toda explotación de un yacimiento de gas natural es determinada por Ecopetrol, bien sea para que lo explote de manera directa o porque lo haga un tercero mediante un Contrato de Asociación con Ecopetrol, empresa que recibirá una proporción del gas natural extraído para que lo comercialice.

Por separado, la proporción tributaria por concepto de regalías, generalmente pagada en especie, es igualmente entregada a Ecopetrol para que la comercialice y entregue el producido a los Gobiernos Regionales y Locales y al Fondo Nacional de Regalías.

Esto significa que la comercialización está en manos de Ecopetrol y sus Asociadas, lo cual otorga un enorme poder de mercado si se considera el gas natural en forma separada y no se tiene en cuenta la competencia que para este combustible representa la existencia de otros combustibles sustitutos.

Ecopetrol, además, no acepta que su actividad como Comercializador esté sometida a la regulación de la CREG. Como algo excepcional, en el 2002 realizó el pago de la contribución de regulación por todos los años que adeudaba dicha empresa, desde el inicio del nuevo esquema⁴³.

En cuanto al Transporte, Ecogás es igualmente oficial, por ser producto de una escisión de Ecopetrol⁴⁴. Como los gasoductos de su propiedad fueron construidos por Ecopetrol con sistemas de BOT a costos muy por encima de los de eficiencia y con una capacidad muy superior a la demanda, Ecogás no puede hoy por la vía tarifaria obtener los recursos para servir la deuda que mantiene con Ecopetrol. Una situación financiera estructuralmente deficitaria no es sostenible y el Gobierno tiene que tomar una decisión para solucionarla sin menoscabar la igualdad entre sus propias empresas y las de propiedad privada.

3. Libre competencia, empresas privadas

En el campo de la Distribución y comercialización a usuarios finales, las empresas que operan en la Costa Atlántica, región en la cual comenzó el servicio en la década de los años setenta, son de propiedad del transportador de la zona y han extendido sus vínculos a las Distribuidoras con contratos de exclusividad en algunas zonas del Interior. En Bogotá y Cundinamarca, el Distribuidor es, al mismo tiempo, dueño de una parte del gasoducto.

4. Lo institucional

Dado que el estudio de Fedesarrollo -*BID* (2002), antes citado- desarrolla exhaustivamente este tema en el sector eléctrico, para efectos de este documento se citan unos apartes de ese estudio que pueden aplicarse de igual manera al sector gas natural⁴⁵.

⁴³ Aunque, de inmediato, demandó ante los Jueces la validez de los mismos actos administrativos.

⁴⁴ Ley 401 de 1997.

⁴⁵ Tomado de: Ayala U. Y Millán J.: Fedesarrollo - *BID* (Febrero, 2002), Resumen.

5. *La herencia institucional*

La regulación para establecer mercados y competencia, controlar poder de mercado y balancear intereses de empresas y consumidores es, por supuesto, una práctica importada y ajena a un mundo de monopolios politizados. Pero aún más, su tecnología es derivada en parte de un sistema de protección de la propiedad y del acceso los mercados basado en la ley común y no en la estatutaria, y sus raíces legales están fundamentadas en sistemas diferentes de división de poderes y de derecho administrativo.

Por otra parte, la tecnología de la regulación adecuada a las nuevas formas de mercado, como las bolsas, está aún en fase temprana de desarrollo en el mundo. Así es que la regulación estructurante de mercados competitivos no solo ha enfrentado obstáculos en cuanto sus objetivos chocan con poderes establecidos, sino que lo ha hecho en condiciones que requieren una gradual aclimatación y adecuación.

La reforma constitucional es relativamente reciente y no se ha llegado aún a una relativa estabilidad respecto a la división de poderes y al sistema de chequeos entre ellos. Se argumenta con frecuencia, por ejemplo, que la Corte Constitucional suele colegislar y cogobernar, y que en ello no tiene siquiera restricciones de consistencia, ni hay instancias de apelación. Hay inestabilidad en sus determinaciones, habiéndose producido reversiones de conceptos y dictámenes. En su aislamiento, ha ignorado a veces las condiciones reales de la economía y las restricciones presupuestales. La selección y consecución de los mejores reguladores están muy restringidas, y hay serios obstáculos para ejercer eficientemente su trabajo. El sistema de carrera administrativa y las normas jurídicas impiden remunerar adecuadamente a los reguladores. Hay un severo régimen de inhabilidades e incompatibilidades que limita su selección a funcionarios públicos que provienen con frecuencia de entidades con funciones de planeación o de control.

La interpretación de la Constitución por la Corte Constitucional ha implicado que las comisiones reguladoras formen parte integral de la cadena administrativa del ejecutivo, pese a que éste pueda tener limitaciones para los nombramientos y en los procedimientos decisorios y pese a una relativa autonomía administrativa y de financiación. Con lo cual en últimas, dichas Comisiones carecen al parecer de la autonomía suficiente, sin que ello asegure por otra parte la suficiente coordinación con los entes que realizan las demás funciones gubernamentales, como las de Planeación y formulación de Políticas.

6. *La crisis de las instituciones reguladoras*

Los mencionados problemas en la gestión de la *CREG*, debilitada por las restricciones para mantener un equipo de expertos de primera categoría y las polémicas de la última Comisión con el gobierno han contribuido al deterioro de su credibilidad. Con frecuencia los agentes del mercado prefieren el diálogo directo con las altas autoridades para resolver sus disputas. Esta debilidad de la *CREG* es aún más crítica cuando a ella se suma el desprestigio de la *SSPD*, ocasionado por el fracaso en la gestión de las empresas intervenidas y por los brotes de corrupción alrededor del escándalo de Termorío, la agenda electoral y el estilo activista de las Cortes.

No puede enfatizarse demasiado el peligro que representa para la reforma unas instituciones reguladoras en crisis en un momento en el cual ellas son más necesarias, por los problemas mencionados anteriormente. Además de encarecer el servicio por falta de garantías a la inversión, ha puesto en marcha una avalancha de proyectos de reforma de la Ley 142 de Servicios Públicos y de la Ley 143 de Electricidad, que desgraciadamente no apuntan a mejorar sus puntos débiles. En un esfuerzo por

controlar la agenda parlamentaria el GN creó la Comisión Intersectorial de Servicios Públicos, Decreto 958 de 2001, conformada por los ministros de Energía, Telecomunicaciones, y Desarrollo, los presidentes de las comisiones reguladoras, dos Senadores y dos Representantes a La Cámara.

El estudio (la *Misión*) exploraría y evaluaría posibles cambios a introducir para simplificar la organización institucional, partiendo de la siguiente asignación de funciones y competencias, con el fin de mejorar la gobernabilidad y funcionalidad del esquema:

- En el Ministerio de Minas y Energía todos aquellos aspectos que involucren la política energética en general, la reglamentación técnica y la política de fijación de precios de los combustibles sustitutos en particular;
- En la CREG todo lo relacionado con la regulación de las actividades definidas por la Ley y en particular lo relacionado con energía eléctrica;
- En la Agencia Nacional de Hidrocarburos todo lo relacionado con las reglas de juego para la contratación de la exploración y posterior comercialización de los hidrocarburos encontrados; y
- En la Superintendencia de Servicios Públicos el control de las empresas prestadoras de servicios públicos y el manejo de la información a través del sistema único.

La situación podría aclararse en forma rápida -sí existiera la correcta comprensión de la problemática por parte del Gobierno y la voluntad política para resolverla-, a través de una reglamentación por parte del Ministerio de Minas y Energía de las leyes 142 y 143 en lo correspondiente a energía y gas, de manera que se hagan explícitas las funciones, las competencias y las responsabilidades de los diferentes organismos u oficinas involucradas en el proceso regulatorio. Según la opinión de varios abogados consultados, el Ministerio podría adelantar inmediatamente la contratación de la elaboración de un borrador de reglamentación de dichas leyes, con un cuerpo especializado de abogados conocedores de la problemática vivida por el sector en los años que lleva el actual esquema regulatorio. La base jurídica para la reglamentación de cualquier ley está explícitamente establecida en el Artículo 189 de la Constitución Nacional y se puede realizar en ejercicio de la "potestad reglamentaria" que tiene el Estado⁴⁶.

De paso, dicho Decreto podría abrir el espacio necesario para posteriormente entrar a reglamentar los precios de los combustibles sustitutos desde un punto de vista general de racionalidad en el consumo de los recursos energéticos y de fijación de precios con base en los costos de oportunidad de los mismos, estudio que es parte fundamental de la *Misión*.

En cuanto a la propuesta de modernización de las Comisiones de Regulación que se discutió recientemente y que consistía en reunir las Comisiones en un solo cuerpo con un par de expertos bien remunerados en cada tema o sector y un excelente cuerpo técnico en materia de regulación económica y de industria, su motivación era la de llevarla a cabo para ahorrar unos recursos -que dicho sea de paso los pagan las entidades reguladas y no el presupuesto nacional-, y perdió de vista por completo la urgencia de efectuar una renovación total de dichos cuerpos regulatorios.

⁴⁶ Ver Sentencia Corte Constitucional C-805 de 2001 sobre Definición y Características de la Potestad Reglamentaria.

El esquema de una sola Comisión en la que no exista mayoría de técnicos de uno u otro sector, y conformada por un máximo de tres a cuatro miembros con excelente formación económica y regulatoria, quienes trasladarían experiencias de un sector a otro de manera horizontal sería un cuerpo que tendría garantizada su independencia, al mismo tiempo que reduciría la posibilidad de que el regulador sea capturado por los agentes de un sólo sector.

Este esquema sería más coherente que el actual, y con la función de vigilancia y control que debe ejercer la Superintendencia de Servicios Públicos que es un sólo establecimiento para todos los servicios públicos. El Gobierno tiene las facultades legales necesarias para realizar dicha transformación y renovación de personal que, de no hacerse, sería perder una brillante oportunidad para garantizarle al esquema de prestación de servicios públicos una sostenibilidad de largo plazo. De otra manera, los mismos problemas que se han venido presentando en la regulación particular de cada uno de los servicios públicos se irán agudizando y no se logrará avanzar en la introducción de capital privado en los mismos, con la consecuente carga fiscal para el Estado por motivo del eventual fracaso del esquema.

7. Claridad de las reglas

La regulación no puede ser estática, y precisamente por ello la idea misma de que sea adoptada por una autoridad administrativa y no por Ley se basa en la necesidad de tener la flexibilidad que se requiere por la evolución de los mercados, las innovaciones tecnológicas y la propia forma de actuar de las empresas particularmente en un ambiente de competencia. Pero al mismo tiempo se requiere que la regulación sea predecible y clara, que es la justificación para que no esté atada a decisiones políticas por naturaleza dependientes de los ciclos electorales.

En el caso del gas natural las decisiones más importantes no son regulatorias sino de política y deben orientarse, concretamente, hacia definir la forma de administrar las reservas en el subsuelo que, como se indicó, legalmente podrían ser manejadas de manera distinta sin Ecopetrol y sin contratos de Asociación, con mecanismos regulatorios que preserven el patrimonio nacional pero permitan más competencia para favorecer a los consumidores. Este debería ser un tema que, por su trascendencia, debería ser examinado por la Misión de Servicios Públicos junto con el de los intercambios internacionales, principalmente con Venezuela, que en el mediano plazo podría ser un competidor de los productores colombianos.

En cuanto a la política contractual de exploración, el contrato de asociación ya parece estar agotado y se hace necesario replantear el esquema de contratación de exploración y producción de hidrocarburos en Colombia para mejorar la competitividad del país y romper el círculo vicioso de la falta de recursos para inversión en exploración y los continuos fracasos en la exploración.

8. Regulación requerida

Si se piensa en un mercado regional para los contratos y la regulación del gas, permitiendo en el exterior la venta a precios internacionales y liberando el precio interno a su costo de oportunidad, tanto las regulaciones como los contratos se deben ver desde otra óptica.

La libertad de venta de gas haría atractiva la exploración tanto de petróleo como de gas exclusivamente. Sería además, un incentivo para la exploración de petróleo, porque incluye la posibilidad de hallar un producto muy atractivo adicional al petróleo, aunque sea este último el que se esté buscando.

Al abrir la exportación, la venta de gas para el consumo interno tendría la primera opción, tal como ocurre con el petróleo. Con la exportación del gas, cabe la posibilidad de que suba el precio interno por su costo de oportunidad internacional. Este es el costo de ampliar el mercado, que se compensa con divisas para comprar otros productos a precios competitivos para el consumo nacional. Otra forma de compensar este costo es con la eliminación de las regalías del gas para el mercado interno, lo cual no excluye la posibilidad de gravar la exportación para apropiarse de la renta.

En caso de exportación a Centro América, por ejemplo, el costo de oportunidad es el del diesel marino y demás combustibles que se usan en generación eléctrica, menos el costo de conversión de combustibles líquidos a gas. Si hay un solo vendedor a Centro América y a Colombia, y los mercados están separados por barreras geográficas (solo hay un tubo), el precio pueden regularse en forma diferencial para ambos, mientras se desarrolla la competencia en el mercado.

El gobierno colombiano también desea incrementar el acceso al gas natural dramáticamente al 80% de la población en el año 2010. Los planes incluyen enormes inversiones en diferentes etapas de la cadena, que como se dijo antes, superan los 300 millones de dólares en la construcción de infraestructura, y que no está limitada a la construcción de gasoductos.

El objetivo de la política es cambiar la estructura de la demanda de energéticos, en los sectores residencial, comercial e industrial y estimular el consumo en las plantas térmicas con el fin de hacer menos dependiente al país de la hidro-electricidad y minimizar, así, el impacto del fenómeno del Pacífico o fenómeno del Niño, cuya periodicidad se sitúa en ciclos de cinco a siete años y afecta la capacidad de producción de energía eléctrica.

A pesar de la positiva evolución de la estructura de consumo final en el país y del crecimiento acelerado en el consumo de gas natural, aún se tiene una participación mayoritaria de los derivados del petróleo y la electricidad. De mantenerse la actual tendencia energética, la demanda final de energía crecerá en promedio cerca del 3,7% anual en los próximos diez años. Este crecimiento está liderado por el gas natural con un promedio del 6,7% anual, el cual será más acelerado durante los últimos tres años del presente siglo, con un aumento previsto del 10,6% anual.

De todas maneras, ya no se habla de gas como un subproducto de la explotación del petróleo. La nueva dimensión del gas en el país lo convierte en un nuevo sector energético con actividades claramente diferenciadas. Sin embargo, desde el punto de vista de exploración, los costos son los mismos que los del petróleo; la contratación debe tener esto en cuenta para asignar una mayor racionalidad a los precios del combustible aguas abajo de la cadena de producción.

Por ejemplo, la perforación de un pozo- que puede resultar o no exitoso -puede tener costos muy diferentes dependiendo del tipo de exploración y desarrollo que se haga. Para el caso de producir una misma cantidad de gas se pueden tener muy diferentes escenarios de costos. Veamos un ejercicio. Si se desean obtener 20 mscfd⁴⁷ en un pozo en aguas marinas de la Guajira, la inversión en exploración podría estar en alrededor de unos diez millones de dólares, dado que la profundidad de perforación es del orden de 3,500 a 4,000 pies de profundidad, la perforación se demora entre tres y seis meses y el gas que resulta con muy alta probabilidad estará exento de inertes y de grandes cantidades de CO₂, es decir, necesita poco o ningún tratamiento para ponerlo en el mercado. Si queremos los mismos 20 mscfd en el Piedemonte Llanero, la perforación superará los 14,000 pies de profundidad, demorará aproximadamente un año y no costará menos de 18 a 20 millones de dólares. Si contamos con la pre-

⁴⁷ mscfd, del Inglés million square cubic feet per day.

sencia de grandes cantidades de inertes, H_2S o CO_2 , será necesario invertir sumas adicionales en tratamiento. Entonces, la competitividad de un producto y su economía de explotación dependerán de los costos incurridos en su exploración y desarrollo.

Las diferentes actividades a lo largo de la cadena de producción y utilización del gas natural constituyen algunos de los negocios prometedores en Colombia tanto para nacionales como extranjeros. La condición de alcanzar una oferta energética diversificada, flexible y confiable para asegurar el crecimiento económico del país, la urgencia de proteger el medio ambiente, las implicaciones sociales del desarrollo del gas y la necesidad de optimizar el uso de las reservas naturales disponibles mediante una planeación integrada del sector energético, son hechos que reflejan la importancia del sector del gas en vías de consolidación y fortalecimiento.

El mercado del gas en Colombia ha tenido un crecimiento que se puede definir como alto en los pasados años, pero es de esperarse que en los próximos 10 años su crecimiento sea menor por varios motivos:

- El incremento de plantas de generación de energía eléctrica se ha visto frenado por los cambios radicales en la hidrología, además de que la demanda de gas por estas plantas sólo se materializa en las épocas secas, quedando el resto del año por fuera del despacho;
- El crecimiento de la demanda en sectores como el industrial, comercial y residencial ha sido más bajo que lo esperado, por una combinación de menores costos relativos de los otros combustibles para segmentos claves de usuarios. Por ejemplo, a precios de mercado (¡y en términos económicos!) el Crudo de Castilla y el carbón mineral para uso industrial en el interior del país son menos costosos que el gas natural; el *GLP* es más económico aún para los estratos urbanos altos, que son precisamente los que mayor demanda por energía térmica tienen (calentamiento de agua, además de cocción).

En forma resumida se presentan en el Cuadro 1 las principales acciones que se deben acometer en materia regulatoria en el sector gas natural, en cada una de las actividades de la cadena, sobre todo desde el punto de vista de la diferenciación que es necesario hacer con el servicio de energía eléctrica.

VI. Recomendaciones

Fedesarrollo realizó un detallado análisis de los temas que se presentan como obstáculos al desarrollo del sector del gas natural en Colombia y propone de manera preliminar algunas posibles salidas a esos problemas, en beneficio de los consumidores, los inversionistas y el mismo Estado en su complicada tarea de regular un sector en el cual la inversión privada es de enorme beneficio para la sociedad en su conjunto.

Fedesarrollo coincide con Naturgas con respecto a la clasificación de los principales problemas del sector en una de las siguientes categorías:

- La Complejidad Institucional
- La falta de una Política coherente en materia de Precios de los Combustibles
- La necesidad de una solución definitiva al problema de las tarifas de transporte del gas natural (Ecogas).

En el caso del gas natural las decisiones más importantes no son regulatorias sino de política, y se deben orientar concretamente hacia definir la forma de administrar las reservas en el subsuelo, con mecanismos regulatorios que preserven el patrimonio nacional pero permitan más competencia para favorecer a los consumidores.

Es urgente superar las limitaciones institucionales y regulatorias que el sector enfrenta desde hace varios años y las decisiones que ha tomado el Estado recientemente se convierten en una gran oportunidad para materializar la claridad que la industria necesita.

Algunas de las soluciones que se pueden plantear tienen un horizonte de aplicación diferente pero están todas encaminadas a introducir un mayor dinamismo al desarrollo de tan importante sector de la economía. Hay unas soluciones que se basan en unas decisiones muy rápidas que pueden tomar los organismos regulatorios y estatales, pero requieren la perfecta comprensión de los mismos por parte de las entidades involucradas. Otras serán estudiadas con mayor profundidad en la *Misión* de regulación que coordina Fedesarrollo con diferentes organismos estatales y agencias internacionales. El Cuadro 1 lista algunas de las acciones que se deberían realizar en forma muy rápida.

Cuadro 1. Acciones

Proceso	Electricidad	Gas Natural	Cambios necesarios
Producción	Competitivo Precios en pesos	Monopolio Estatal Precios en dólares expresados en pesos	Establecer precios en pesos asociados a los costos reales de producción y competencia con combustibles sustitutos
Transporte	Libre entrada Precios regulados	Monopolio Estatal Libre entrada es teórica Barreras a la entrada por bajo desarrollo del mercado	Establecer tarifas con base en criterios que incentiven desarrollo y crecimiento del mercado
Comercialización	Mercados regulados: □ Solo se compra al distribuidor local Mercados no regulados: □ Se puede comprar libremente a los generadores	Mercados regulados: □ Los distribuidores deben licitar compras Mercados no regulados: □ Se puede comprar directamente a los productores: ¿Hay diferentes ofertas?	Ecopetrol y otros nuevos productores-comercializadores deben ser responsables de la confiabilidad y garantía de suministro
Distribución	Entrada regulada para nuevas empresas Redes locales Una empresa por mercado El Estado como agente subsidiario, debe velar por la continuidad del servicio	Entrada regulada para nuevas empresas Redes locales Una empresa por mercado El Estado como único productor debe velar por la continuidad del servicio Los distribuidores no tienen responsabilidad diferente a la de contratar el suministro	La competencia en la distribución debe ser analizada considerando combustibles sustitutos Los beneficios sociales y económicos de usar gas natural se dan con actuales esquema de distribución
Clientela	Regulados con su empresa local No regulados: pagan peajes por compras de energía a generadores Sus consumos son específicos (solo hay sustitución en consumos térmicos)	Regulados con su empresa local No regulados: los precios para grandes consumidores se benefician de las economías de escala de la distribución No hay restricción para empresas no locales	Si se incrementa la oferta muy posiblemente se fortalezca la clientela industrial y comercial. Se necesita garantizar el suministro

En forma muy resumida se pueden plantear además las siguientes recomendaciones:

- ❑ Realizar una evaluación de la calidad de la regulación aplicada desde el inicio del esquema hasta la fecha. (Esto está planteado hacerse dentro de la *Misión*).
- ❑ Analizar en forma independiente del sector las consecuencias de la regulación aplicada en Colombia sobre el mercado, sobre la estructura industrial y sobre la continuidad del suministro, con referencia a la industria en países con mercados semejantes. (También será materia de la *Misión*).
- ❑ Por parte del Gobierno y los cuerpos reguladores tratar de implementar un esquema regulatorio que permita resolver los problemas de ineficiencia del mercado por la vía de desatar efectivamente fuerzas competitivas y por crear un marco eficiente en el cual los incentivos sean dirigidos a incrementar la competencia y a promover un suministro oportuno y confiable. Se debería regular tan sólo aquello que realmente lo requiera. Más incentivos y menos control o regulación intrusiva sería la regla.
- ❑ Buscar claridad por parte del Estado en cuanto a las responsabilidades de las diferentes instituciones encargadas de la regulación, el control y la definición y verificación del cumplimiento de la política energética y económica.
- ❑ Redefinir el esquema de tarifas de transporte y en particular el que aplica a la empresa Ecogas, para que las tarifas de transporte realmente incentiven la utilización masiva del sistema de transporte.
- ❑ Liberar el mercado interno
- ❑ Fomentar y facilitar el mercado regional
- ❑ Incentivar la competencia en la exploración y en el comercio internacional
- ❑ Revisar el esquema de subsidios en forma integral para el gas natural y los combustibles sustitutos.