



Diagnóstico fallas del mercado de gas natural de Colombia

PRIMERA ENTREGA DEL PROYECTO VISIÓN DE LARGO PLAZO
DEL MERCADO DE GAS NATURAL DE COLOMBIA

Febrero de 2010

Diagnóstico fallas del mercado de gas natural de Colombia

Resumen e introducción	1
1 Características esenciales del mercado	5
1.1 <i>Tamaño del mercado</i>	6
1.2 <i>Estacionalidad de la demanda</i>	11
1.3 <i>Aversión al racionamiento</i>	16
1.4 <i>Conclusiones</i>	20
2 Fallas de mercado y de regulación	21
2.1 <i>Competencia imperfecta en suministro</i>	21
2.2 <i>La confiabilidad como un bien público</i>	27
2.3 <i>Contratos incompletos</i>	29
2.4 <i>Fallas de regulación</i>	33
3 Conclusión: Problemas validados	49

Diagnóstico fallas del mercado de gas natural de Colombia

Figura 1. Consumo de gas e ingreso per cápita	6
Figura 2. Uso de la energía (MTEP)	7
Figura 3. R/Ps relativos	7
Figura 4. R/P gas y su uso en la matriz energética	8
Figura 5. Reservas probadas de gas	9
Figura 6. Evolución relación R/P de gas	10
Figura 7. Demanda térmica y total	11
Figura 8. Índice temperatura superficie del mar (1950-2009)	12
Figura 9. Capacidad de regulación de los embalses	13
Figura 10: Frecuencia de ocurrencia del fenómeno de El Niño	14
Figura 11. Demanda térmica en el territorio colombiano	15
Figura 12. Entrada de generación	18
Figura 13. Cuotas mercado primario de comercialización (2008)	22
Figura 14. Concentración mercado secundario	26
Figura 15. Riesgo de demanda y negativa de acceso	33
Figura 16. Perspectivas de suministro	39
Figura 17. Oferta en firme y en interrumpible	40
Tabla 1. Niveles de take or pay de las centrales térmicas	36
Tabla 2. Costos conversión a sustituto (US\$ millones)	47
Tabla 3. Problemas documentados y su validación	50

Resumen e introducción

Una parte importante del estudio “Visión e instrumentalización de largo plazo del mercado de gas de Colombia” que Frontier Economics está desarrollando para el Ministerio de Minas y Energía de Colombia es el diagnóstico de la situación de partida del mercado colombiano de gas.

Mucho del análisis de la situación del mercado colombiano está influenciado por los eventos recientes y la declaración de un racionamiento programado del sector. A finales de septiembre de 2009, un faltante de transporte para asegurar suministros interrumpibles y firmes precipitó la declaración de racionamiento.

A pesar de ser éste un evento coyuntural, ha generado cierta preocupación en los agentes y ha sido la confirmación que el sector arrastraba problemas desde hace unos años. Es así como se han publicado diversos informes y estudios que analizan la problemática.

Este informe ha partido de estudios y documentos de otros consultores y de las instituciones gubernamentales de Colombia además de los análisis propios de Frontier y de las reuniones bilaterales sostenidas con varios agentes del sector.¹

En todos ellos se mencionan diversos y numerosos problemas – síntomas es una mejor palabra – que aquejan al sector pero que, por medio de un análisis de fallas de mercado, hemos logrado resumir en tres fallas esenciales. Las fallas son

- competencia imperfecta en suministro,²

¹ Así, se han consultado los estudios de J. Benavides (2008) *Recomendaciones para reactivar la inversión en gas natural en Colombia*, C. Chahín y L. Betancur (2008) *Propuestas de Soluciones Estructurales a la Problemática Actual del Sector de Gas Natural en Colombia*, Informe de Andesco, P. Cramton (2008) *Auctioning Long-term Gas Contracts in Colombia*, varios Documentos de la SSPD, de la CREG, de la UPME y el estudio de Arthur D. Little (2008) *Evaluación de Riesgos de Abastecimiento de Hidrocarburos en el Corto, Mediano y Largo Plazo*, así como presentaciones de Market Analysis sobre transporte de gas y Poyry sobre el estado del mercado y posibles soluciones. La reuniones bilaterales sostenidas durante la primera semana de febrero fueron con productores, transportadores, distribuidores, CNO de gas, generadores térmicos, ANDI, y comercializadores.

² En este informe se documenta la existencia de poder de mercado en suministro y la existencia de contratos de suministro con bajas penalizaciones, altos niveles de take or pay, alto número de eventos eximentes y otras cláusulas poco acordes con la práctica de otros mercados. El poder de mercado que encontramos proviene de análisis de definición de mercado, alta concentración y la probabilidad que la concentración siga siendo alta dadas las barreras a la entrada. El ejercicio del mismo es difícil de corroborar sin que medie una investigación detallada y nuestra intención es,

- el problema de bien público asociado a la confiabilidad, y
- la inexistencia de contratos completos que permitan gestionar riesgos entre las partes.

La existencia de competencia imperfecta en suministro es ampliamente documentada en el mercado colombiano y es el resultado de barreras a la entrada, pequeño tamaño del mercado colombiano, inmadurez del mercado de exploración y desarrollo de gas y el papel especial que juega en muchos países la empresa estatal petrolera. La concentración en este mercado se complica por la existencia de contratos de asociación pero también por algunos errores regulatorios a lo largo del tiempo. La alta concentración es una constante en el mercado de gas colombiano que no parece tener perspectivas de mejora en el corto plazo a pesar de haber ocupado una parte importante de la agenda regulatoria reciente.

El problema de la confiabilidad como bien público surge porque las probabilidades de interrumpir a algún consumidor no están ligadas con decisiones comerciales, sino con decisiones administradas que surgen de una alta aversión al racionamiento. Esto no es único en Colombia, muchos gobiernos son reticentes a racionar pero en Colombia los racionamientos pueden durar largo tiempo por la estacionalidad de la demanda de gas y de la oferta hidráulica.

No es lo mismo racionar consumidores en países de zonas templadas donde los racionamientos pueden durar horas en el invierno o en el verano a racionar meses o más de un año, 13 meses, como ocurrió en el racionamiento de 1991-92. Los costos políticos son muy diferentes y la aplicación de la Ley 142 y 143 de 1994 y el modelo liberalizado son vulnerables a que se racione la demanda de un servicio público.

Ahora bien, los contratos son incompletos, en parte, como resultado del problema de la confiabilidad como bien público y de la competencia imperfecta en suministro. Pero también son el resultado de un alto riesgo de demanda de gas no sólo por lo volátil del consumo sino porque los períodos relevantes son muy largos en Colombia. Estos períodos están asociados a fenómenos climatológicos como el fenómeno del Pacífico Sur que aquí hemos llamado El Niño respondiendo a la terminología más coloquial.

Los contratos son incompletos en el sentido que tienden a ser poco susceptibles de cumplimiento de acuerdo a las necesidades de las partes a lo largo del tiempo. Así vendedores y compradores firman contratos con poca fuerza de ley y muy susceptibles al oportunismo de las partes o a que eventos y decisiones regulatorias los modifiquen. El oportunismo surge porque en épocas de holgura

únicamente, documentar la existencia de contratos imperfectos o incompletos asociada a un pequeño tamaño de mercado y alta concentración.

se cumplen pero en épocas de estrés se interrumpen por el problema de la confiabilidad como bien público muy ligado en Colombia a la aversión al racionamiento.

A sabiendas que se pueden interrumpir en un momento del tiempo – lejano por no ocurrir con frecuencia – se han firmado contratos no acordes con los estándares internacionales de firmeza e interrumpibilidad. En estos contratos es notorio ver una larga lista de eventos eximentes, bajas penalizaciones, altos niveles de compra mínima (take or pay) y una alta proliferación de contratos interrumpibles así como una proporción de oferta interrumpible futura que no se compadece con la realidad de un negocio de inversiones a largo plazo que requiere cierta seguridad. Además de la responsabilidad que tiene el riesgo de intervención en lo incompleto de los contratos, algunas de las características de los contratos son, muy probablemente, resultado de la alta concentración del mercado de suministro.

Oferentes y demandantes entran así en contratos arriesgados que, por este motivo, pueden precipitar la intervención. Se entra en un ciclo vicioso de sospecha de intervención-contratos arriesgados-necesidad de intervención del que es difícil escapar.

Estas fallas de mercado derivan en una serie de problemas recurrentes pero que en época de estrés son muy notorios. Ahora bien, las fallas de mercado suelen ser la razón de regulación pero, desafortunadamente, las soluciones no han sido satisfactorias y del problema de fallas de mercado pasamos al problema de fallas de la regulación.

Se ha regulado el suministro pero a medias o, por decirlo de otra manera, se ha liberalizado a medias y se usa muy poco la política de competencia. De esta manera, se regulan precios para restringir el ejercicio de poder de mercado pero no se regulan niveles de take or pay (estructura variable-fijo) o calidad del gas (firmeza e interrumpibilidad). De otro lado se liberan precios pero se les fija la forma, obligatoria, de vender el gas. Además la reglamentación de la CREG ha sufrido muchas modificaciones en los últimos años, en parte para acomodarse a los cambios motivados desde el ministerio.

En la coordinación suministro-transporte tampoco se están alcanzando buenos resultados. El transportador incurre demasiado riesgo de cambio de flujos – que pueden resultar en activos encallados – y las reglas de separación vertical reducen la efectividad de la figura del gasoducto dedicado. Asimismo, la metodología de transporte no refleja causalidad de costos y la forma de tarificar por costo medio genera señales contradictorias de expansión.

La falta de competencia en suministro y los problemas de la interacción producción-transporte son aspectos claves del diseño de mercado liberalizado escogido por el país desde el año 1996. No sobre decir que el éxito de este modelo depende de su resolución apropiada.

En el documento se analizan todas estas conclusiones y se hace por medio de una discusión donde primero se analizan las idiosincrasias del mercado colombiano (Sección 1). A continuación, la Sección 2, analiza las fallas de mercado y de regulación en un apartado largo.

Finalmente, el documento hace un mapeo entre los síntomas de problemas del mercado documentados por otros con los fallos de mercado identificados en este informe.

1 Características esenciales del mercado

Colombia he elegido un modelo regulatorio que se conoce, esencialmente, como modelo de liberalización de competencia en suministro. Es un modelo que tiene las principales características:

- Competencia en producción/comercialización de gas;
- Transporte y distribución como actividades regulada;
- Libe acceso a la infraestructura;
- Competencia minorista limitada a grandes usuarios.

En este modelo se presentan 3 mercados, el mercado de suministro de gas, de transporte de gas y de venta al usuario final lo cual requiere del diseño de reglas de transacción entre los tres mercados que se unen en los puntos suministro-transporte, transporte-distribución, y distribución/comercialización-usuario final.

Para poder coordinar estos mercados, en Colombia, se decidió utilizar el método de *contract carriage* que tiene las siguientes características.

Primero, es un mercado en el cual la regla son las contrataciones bilaterales, es decir contrataciones entre compradores y vendedores de gas. El modelo de *contract carriage* implica que los contratos a plazo son la norma y que los contratos a la vista o spot surgen de manera espontánea.

Este modelo difiere de modelos de optimización – como los del mercado eléctrico colombiano – en los cuales se genera, primero, el mercado spot y, sobre éste, se construyen los mercados a plazo. En el modelo de *contract carriage* se espera que, a partir del mercado secundario, se generen las señales de mercado spot por medio de la transferencia de la titularidad del gas físico de vendedores a compradores. Pero la mayoría de transacciones físicas se hacen en el mercado primario y las transacciones financieras son limitadas por la ausencia de una señal de mercado spot.

Segundo, en el modelo de *contract carriage* se negocia el transporte por separado del suministro y por medio, también, de contratos a plazo. Es decir, el modelo de contratación bilateral se traslada al transporte donde se pactan, libremente, los contratos entre remitentes y transportador y la infraestructura se dimensiona en respuesta a estos contratos. Se diferencia del *common carriage* en que el acceso físico a la infraestructura se decide día a día y que el transporte se dimensiona de acuerdo a la utilización agregada del sistema.

Además de este modelo de organización, el mercado colombiano tiene dos características estructurales que lo diferencian de mercados que, con algunas diferencias de diseño, han elegido este modelo de liberalización:

- Tamaño del mercado
- Estacionalidad de la demanda

Y una característica institucional muy importante:

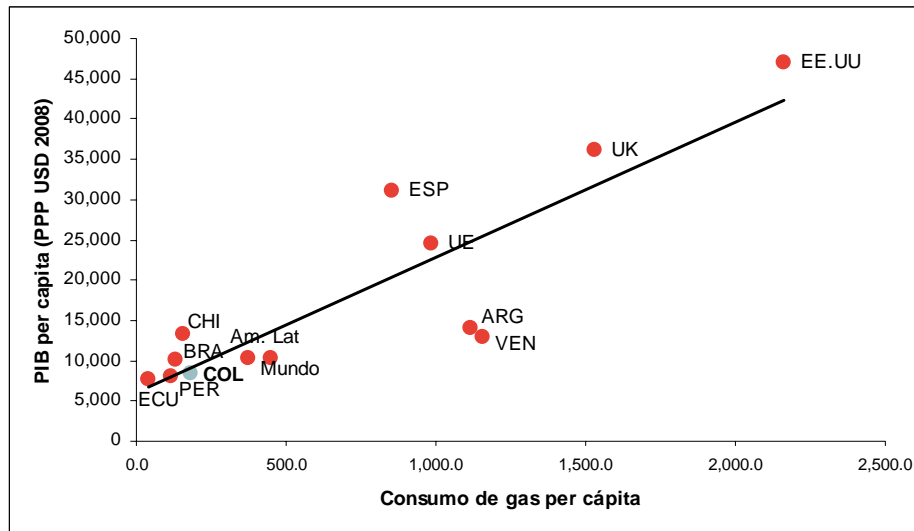
- Alto grado de aversión al racionamiento por parte de las autoridades.

En los siguientes apartados analizamos estas características y las implicaciones que éstas tienen para el desempeño del mercado.

1.1 Tamaño del mercado

El tamaño del mercado colombiano puede caracterizarse como pequeño en términos internacionales. El consumo de gas por habitante, probablemente por bajo ingreso per cápita, es bastante pequeño comparado con otros países.

Figura 1. Consumo de gas e ingreso per cápita



Fuente: BP Statistical Review of World Energy

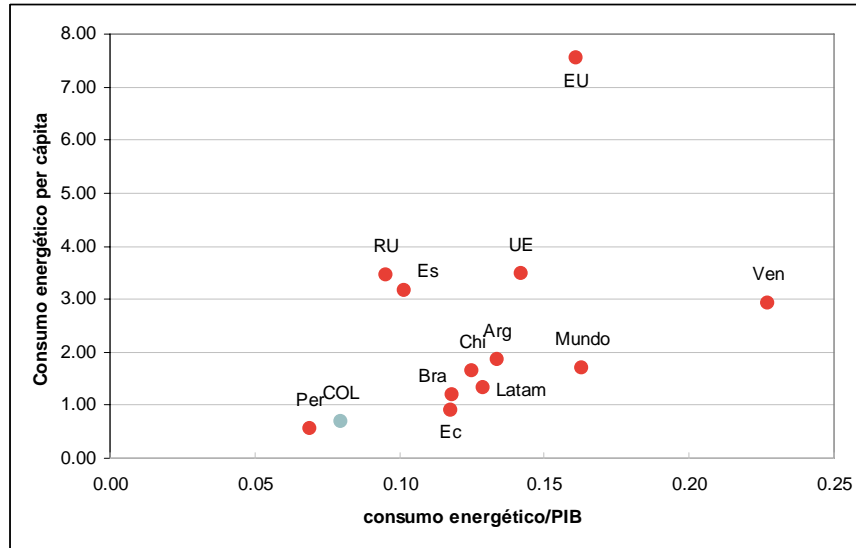
El país es, de hecho, un consumidor de energía de nivel muy bajo. La siguiente figura ilustra el bajo consumo per cápita de energía primaria y la baja utilización energética en el PIB. El primero como resultado, probablemente, de su condición de país tropical – donde las temperaturas no fluctúan mucho – y el segundo, como resultado de la poca importancia de la industria en el PIB.

Históricamente, debido a factores macroeconómicos y de política industrial, mucho peso se le ha dado a la importancia del autoabastecimiento de recursos

Características esenciales del mercado

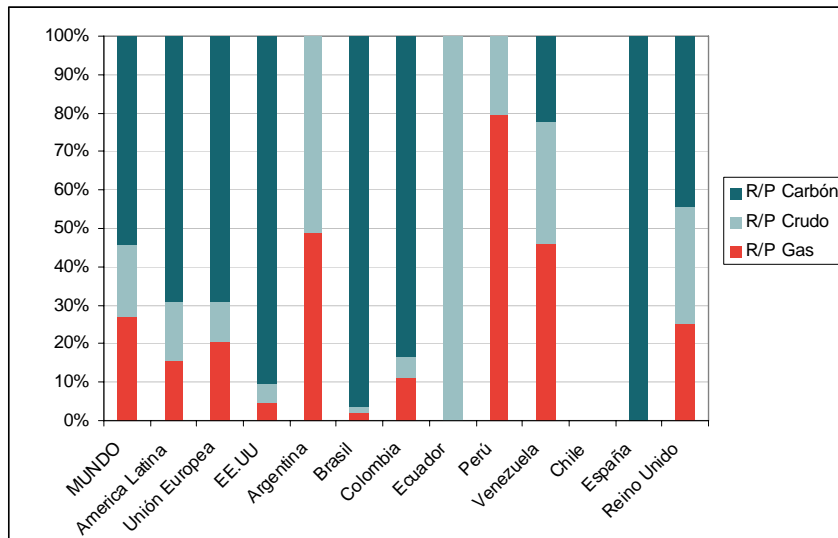
naturales. Con esta premisa es normal pensar que el gas y el petróleo, por su bajos factores R/P comparado con el carbón, debiera sustituirse por carbón.

Figura 2. Uso de la energía (MTEP)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Banco Mundial.

Figura 3. R/Ps relativos

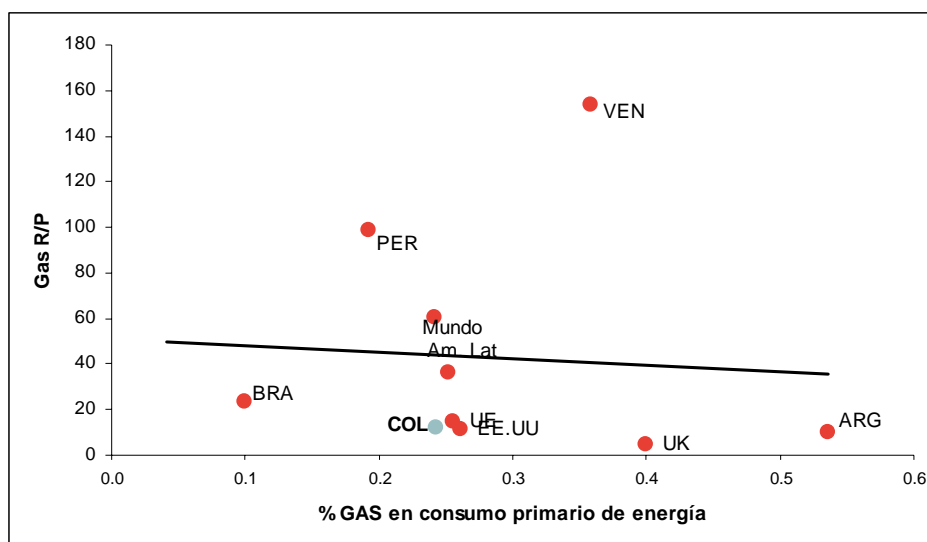


Fuente: BP Statistical Review of World Energy

Así Colombia tiene una baja relación R/P de gas y petróleo comparado con la del carbón, caso similar a Brasil, España (que sólo tiene carbón), los EEUU y el mundo en general. La R/P de carbón en Colombia está alrededor de los 97 años comparados con los 16 de gas natural y 7,4 años de petróleo.

Sin embargo, el mercado natural de estos combustibles es el mercado internacional y aún el gas natural, considerado como producto de costoso transporte, empieza a ser un producto de alta transabilidad en los mercados internacionales. Por este motivo, no existe una relación clara entre el ratio reservas/producción y el uso del gas en la matriz energética.

Figura 4. R/P gas y su uso en la matriz energética



Fuente: BP Statistical Review of World Energy

La transabilidad del gas en Colombia es, sin embargo, hasta ahora muy limitada y sólo ha comenzado a manifestarse a partir de las exportaciones a Venezuela. El acuerdo suscrito el 11 de mayo de 2007 establece que Colombia entregará gas a Venezuela durante 4 años distribuidos como 50 MPCD el primer año (13 de diciembre de 2008), 150 MPCD en el segundo y tercer año y 100 en el cuarto año. Asimismo, se espera que el flujo se revierta a partir del cuarto año en cantidades sin determinar a la fecha.³

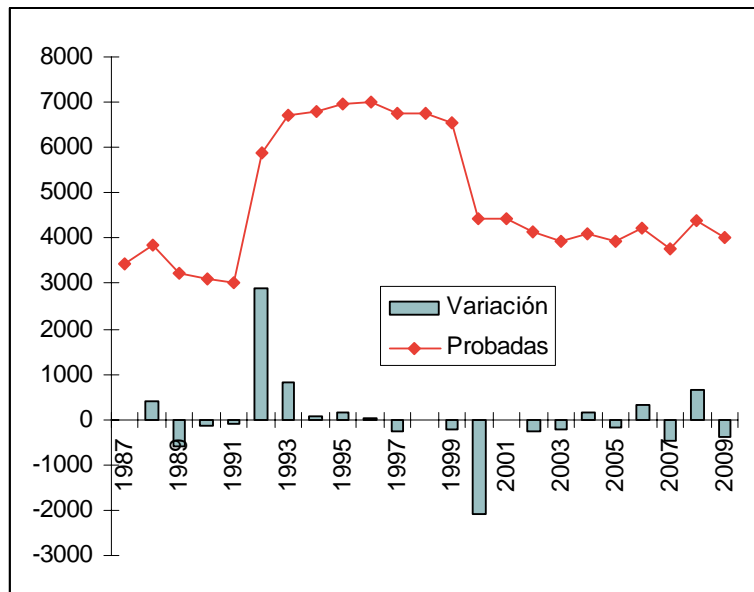
³ Según la SSPD, Informe Ejecutivo de Gestión de Ecopetrol de 2008, la exportación en la práctica ha sido muy superior. “No obstante que el contrato de exportación tiene contemplado que la cantidad diaria de gas a suministrar en 2008 son 50.000 MMBTUD, en julio de 2008 se exportaron 117.536 MMBTUD. En promedio, entre noviembre de 2007 y diciembre de 2008 diariamente se han exportado 126.070 MMBTU alcanzado un máximo de 196.000 MMBTUD. La tasa de crecimiento promedio mensual entre noviembre de 2007 y diciembre de 2008 ha sido de 65%, lo que muestra un crecimiento acelerado de la capacidad exportadora del campo”. pp 5.

Características esenciales del mercado

Con pocas exportaciones, los hallazgos se han destinado al pequeño mercado interno. Debido a este poco atractivo la exploración costa afuera en Colombia ha estado muy relacionada con la búsqueda de otros hidrocarburos y el desarrollo de campos pequeños ha ido muy asociado a la explotación de petróleo.

Pero los campos grandes son pocos y tienden a encontrarse pronto en la historia de la exploración de un país; un patrón habitual de desarrollo de una industria de gas, o de hidrocarburos en general. Dada la poca historia de búsqueda de gas, las adiciones a reservas hasta la fecha se han caracterizado por saltos asociados a los casos de grandes descubrimientos. Este patrón de adiciones es más paulatino en la medida en que el país tenga una industria madura de exploración de hidrocarburos.

Figura 5. Reservas probadas de gas



Fuente: Ecopetrol hasta 2007 y ANH 2007-09

Las consecuencias del fenómeno mercado pequeño / bajo interés en exploración y desarrollo de reservas de gas es un mercado con saltos en el R/P (ver figura abajo) y con concentración en la producción.⁴

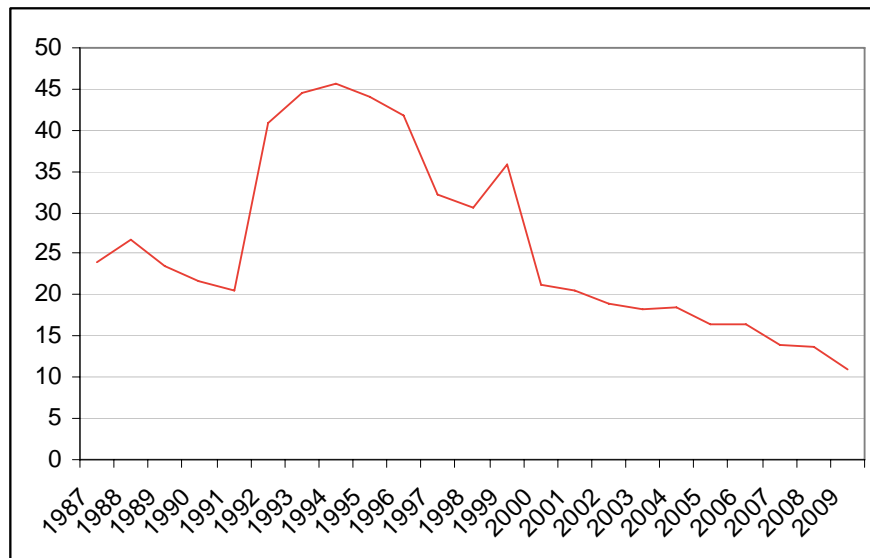
Así, el pequeño tamaño del mercado, el gran tamaño de los campos productores de gas hallados en los últimos 30 años, y la participación de Ecopetrol en los contratos de asociación han hecho que el mercado de producción de gas sea muy

⁴ Como el R/P es un resultado comercial (las reservas son probadas) y físico los países con mercados más maduros tienden a tener R/Ps muy estables.

concentrado. A la fecha se sabe que un 65-70% de la oferta de gas comercializable está en manos de Ecopetrol y las previsiones de que la industria se desconcentre no son muy altas porque:

- La reversión de los contratos de asociación del Piedemonte llanero a Ecopetrol se producirá de manera paulatina entre 2012 y 2016.
- Segundo, los bloques exploratorios asignados por la ANH a la fecha tienen a Ecopetrol como participante en 25% de los 22 millones de hectáreas asignadas para exploración;
- Tercero, parece ser que la posible importación de gas desde Venezuela se haga a través de Ecopetrol;

Figura 6. Evolución relación R/P de gas



Fuente: Ecopetrol y ANH

Aunque otras fuerzas podrían oponerse a esta tendencia como son:

- Los contratos de explotación de Ecopetrol con pequeños inversores;
- La probabilidad que los campos que se descubren sean pequeños y de poco interés para una empresa de gran tamaño como Ecopetrol;
- La importancia que tome el sector externo a futuro como forma de expandir el mercado de gas relevante para nuevas reservas.

Características esenciales del mercado

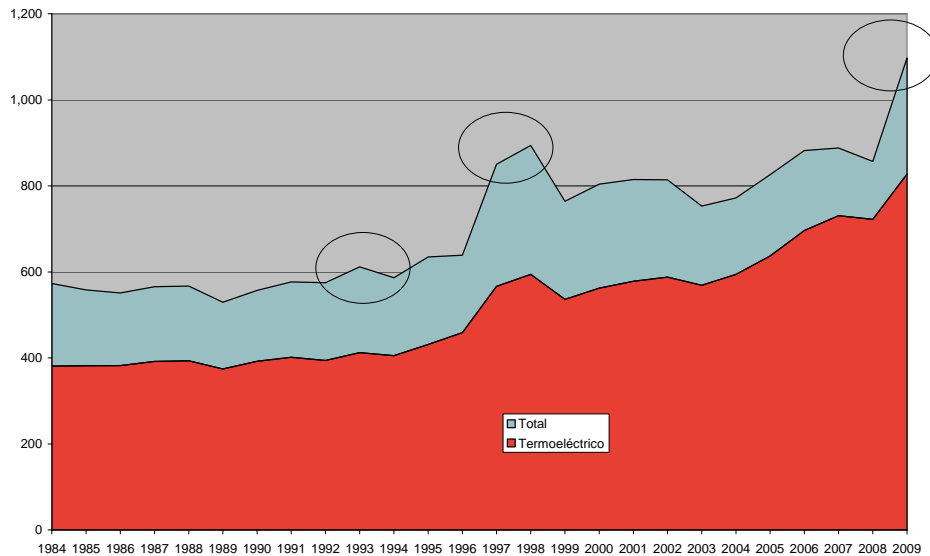
A pesar de esto último el efecto de las fuerzas a favor de la concentración hace que, muy previsiblemente, la concentración del mercado de producción aumente en el corto y mediano plazo.

En la práctica, la concentración en la producción, resultado de los procesos de oferta y demanda descritos en este apartado, ha redundado en concentración en comercialización de gas en el mercado primario. Esto ha ocurrido a pesar de los esfuerzos del regulador en materia de fomento de la comercialización independiente por el no fraccionamiento del gas producido. Así, las posibilidades de competencia se han limitado a nuevos hallazgos o la dinamización del mercado secundario.

1.2 Estacionalidad de la demanda

La demanda colombiana de gas tiene un fenómeno estacional ligado a los ciclos hidrológicos colombianos ligados al fenómeno de El Niño. Con la llegada del fenómeno de El Niño se presenta la punta de demanda del sistema de gas natural y del sector eléctrico.⁵

Figura 7. Demanda térmica y total



Fuente: UPME/CON

⁵ La punta del sistema eléctrico es la demanda neta de la producción no-gestionable o lo que aquí llamamos demanda “térmica”.

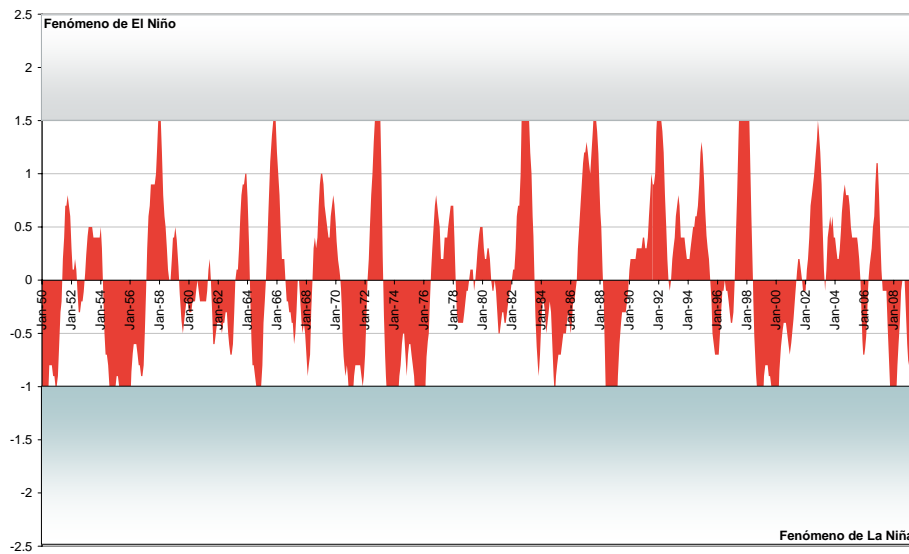
Las centrales termoeléctricas a gas aumentan su generación como consecuencia de la baja hidráulicidad (ver años 1991-92, 1997-98 y 2009 en la figura a continuación) del sistema y, dado el tamaño de su consumo y la baja interrumpibilidad del mercado doméstico, se genera la punta de demanda del sistema.

De esta manera, la punta de demanda no es anual o estacional, como ocurre en otros países, sino que ocurre con una frecuencia superior al año.

1.2.1 El ciclo hidrológico

El período de inestabilidad está asociado con el ciclo hidrológico colombiano. Existen largos períodos en los que, debido a la abundancia de los aportes hídricos y la poca capacidad de regulación de los embalses, el agua se despacha en la base y los precios son bajos. Pero en los períodos en los que el agua es escasa y entran a generar las centrales que tienen capacidad de regulación o las centrales térmicas que no dependen de la abundancia del agua, los precios son superiores a los precios que se fijan en los períodos de base.

Figura 8. Índice temperatura superficie del mar (1950-2009)



Fuente: The International Research Institute for Climate and Society.

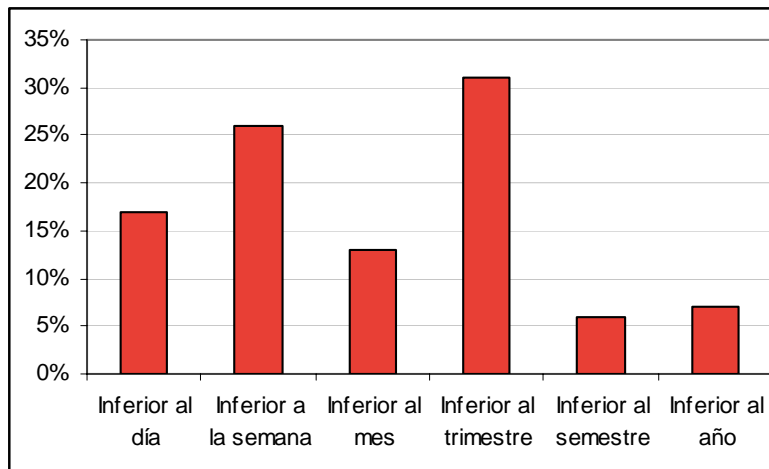
Dada la baja regulación de los embalses, la demanda térmica está asociada a los aportes los cuales están ligados a la aparición del fenómeno del Niño el cual tiene una frecuencia bastante errática.

Características esenciales del mercado

1.2.2 El parque hidráulico

Colombia es un país que, gracias a sus aportes hidráulicos, puede cubrir una parte importante de la demanda con energía de estas centrales pero en el que, dada la baja capacidad de regulación de los embalses, la disponibilidad de la oferta hidráulica es insuficiente para cubrir contingencias de hidrología crítica. En Colombia la capacidad de regulación es muy baja, de los casi 9.000 megavatios de potencia hidráulica que hay instalados en el sistema, más del 15% se vacían en menos de un día, más de 25% de estos megavatios se vacían en menos de una semana y sólo el 6% (el embalse del Peñol) tienen una capacidad de regulación superior al trimestre (ver Gráfico)

Figura 9. Capacidad de regulación de los embalses



Fuente: Cálculos a partir de información de XM

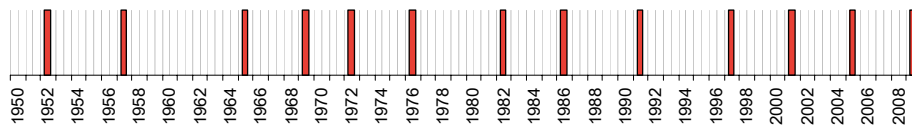
Los bajos aportes en el Niño y la baja regulación de los embalses hacen que las centrales térmicas cubran parte importante de la demanda eléctrica en este período. Y, debido al alto consumo de gas de las centrales térmicas y a la poca interrumpibilidad de los demás sectores, la punta de demanda del sistema de gas coincide con la punta térmica. La punta de demanda tiene tres características:⁶

- Dificultad de previsión
- Frecuencia muy superior al año
- Duración superior a 3-4 meses.

⁶ En Colombia se dice que lo importante es que la intensidad pero eso es habitual en cualquier sistema. Lo no habitual es que la punta dure tanto tiempo y que aparezca con tan poca frecuencia.

No existe una frecuencia determinada para la aparición de estos fenómenos naturales. De esta manera, tenemos ciclos hidrológicos (de un Niño a otro) con una duración máxima de 8-10 años y una mínima de 3 años y, en promedio, una duración media de casi 5 años. El último período severo de El Niño ocurrió entre el año 1997-98 lo cual hace que la duración entre ese y al actual (2009-10) equivalga a la duración máxima del ciclo desde 1950 (los Niños de 2001 y 2005 fueron poco intensos).

Figura 10: Frecuencia de ocurrencia del fenómeno de El Niño



Fuente: The International Research Institute for Climate and Society

La punta de demanda es, generalmente, un fenómeno estacional ligado a la estacionalidad de la demanda. Pero, como hemos visto, el fenómeno estacional colombiano surge de la oferta eléctrica; la baja capacidad de embalse y la hidrología crítica, y no de la demanda como es habitual en países localizados en zonas templadas. En estos países, la punta de demanda tiene una ocurrencia anual mientras que en el caso colombiano tiene una punta quinquenal (en media).

Asimismo, la punta de demanda del sistema tiene una duración larga comparada con la de países con estaciones en zonas templadas. La punta de demanda en Colombia se concentra en un período de varios meses mientras que en otros países se concentra en unos días o unas horas del verano o del invierno. En Colombia se concentra durante el período de El Niño y, en particular, en el verano (noviembre a abril) del período de El Niño. Por este motivo el sistema eléctrico es vulnerable a racionamientos de energía y no a racionamientos de potencia.⁷

1.2.3 Diferencias regionales

En Colombia persisten diferencias entre los mercados de gas de la costa y del interior. Es sabido que los mercados de gas tienden a desarrollarse de manera regional y este fue el caso de la Costa Atlántica y de los mercados más maduros del interior colombiano como Bucaramanga y Neiva. Pero el plan de masificación de gas, y en especial la construcción de los gasoductos del interior, modificó este patrón tradicional de desarrollo de la industria.

⁷ Esta conclusión es la que ha permitido diseñar un cargo por confiabilidad más acorde con las características del país reemplazando el anterior cargo por capacidad que sobreincentivaba a las centrales hidráulicas de baja regulación.

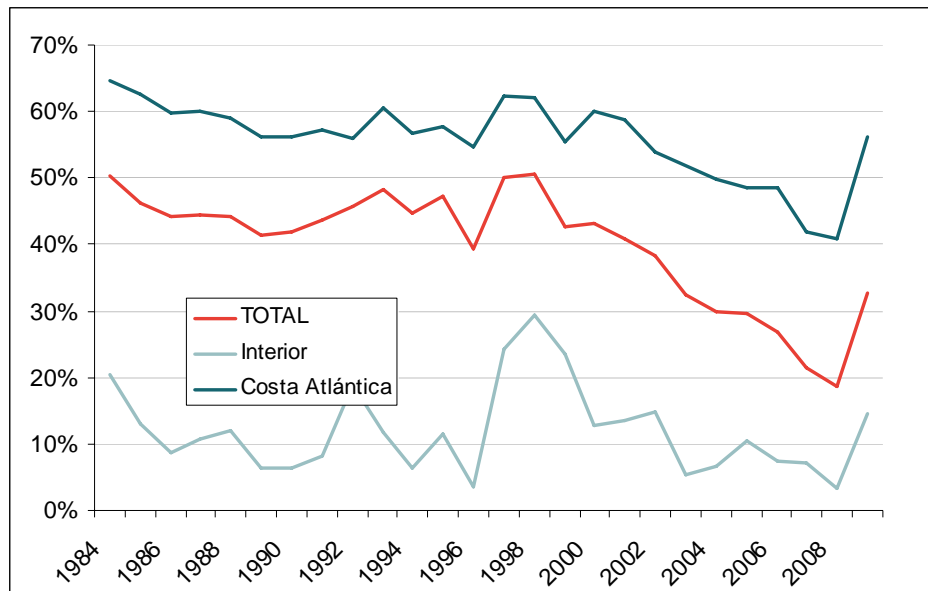
Características esenciales del mercado

Así, la ubicación del parque térmico moderno siguió unos criterios relacionados con la demanda eléctrica y la señal de transporte de gas. De esta manera, una parte importante de las centrales térmicas colombianas se ubicó en el Magdalena medio, cerca del campo de Opón, mientras que otras centrales se ubicaron en la costa Atlántica cerca de los centros de consumo de electricidad y del gas de la Guajira.

Pero con la caída de la demanda eléctrica, a partir del año 1998-9, las centrales térmicas del interior perdieron competitividad y con el fallo de la comercialización del gas de Opón se puso un peso alto al uso de la infraestructura de transporte de la Costa al Interior.

Esto generó una baja utilización del gasoducto Ballena-Barranca fuera de la punta del sistema y la posibilidad de dinamizar la demanda del interior por medio de grandes descuentos en el gas en citygate. Como consecuencia, la demanda del interior creció de manera sustancial en el período 2000-2009 tanto en industrial como en residencial y en GNV. Asimismo, el aumento del GNV en la Costa también permitió que la importancia de las térmicas en el consumo de gas en las dos regiones haya disminuido. La Figura lo ilustra.

Figura 11. Demanda térmica en el territorio colombiano



Fuente: UPME, CNO

Puede observarse como la demanda térmica pierde peso dentro de la demanda total en Colombia a pesar del repunte que implica el aumento de generación en medio de un fenómeno de El Niño. El patrón no es similar en la Costa y en el Interior. La participación del consumo térmico en la Costa en el período de El

Características esenciales del mercado

Niño 1997-98 es similar a la del año 2009 (aunque es temprano saberlo y sería mejor analizarlo cuando pase el verano) mientras que en el interior la importancia de la generación térmica ha decaído bastante debido a su baja despachabilidad. .

El resultado de la estacionalidad de la demanda colombiana en el pasado ha sido el de un alto riesgo de demanda a lo largo de un período prolongado. Ciclos hidrológicos de 5-10 años ponen mucha presión a mercados liberalizados donde muchas transacciones son spot. Cuando los ciclos de consumo tienen esa forma el papel de los contratos es muy importante porque los contratos de largo plazo son la forma de repartirse el riesgo de demanda que enfrentan las partes.

Pero los contratos de largo plazo no son fáciles de negociar en mercados incipientes, como el colombiano, o en situaciones en las cuales existe la posibilidad de intervención regulatoria como es el caso colombiano debido a la aversión al racionamiento.

1.3 Aversión al racionamiento

La existencia de los estatutos de racionamiento de electricidad y de gas hace que el mercado no confíe plenamente en los contratos o en las reglas de mercado en los períodos críticos. A continuación analizamos la aversión al racionamiento en los dos sectores.

1.3.1 Sector eléctrico

La vulnerabilidad del país a los racionamientos de energía es bien reconocida por el impacto que tuvo el último racionamiento eléctrico. El episodio más recordado al respecto es el del año 1991-92, cuando el país tuvo un apagón meses después de creerse que el sistema estaba más que holgado. Vale citar los análisis que el gobierno de la época hizo al respecto. Así, en mayo de 1991, la administración Gaviria acometió un análisis de los requerimientos del sistema colombiano y la oferta instalada y concluyó:

“La capacidad de generación eléctrica supera el consumo de los habitantes e industrias conectados por medio del sistema de distribución. Durante los últimos años, ha existido una sobreinstalación del sistema de generación entre el 30% y 40% de la capacidad efectiva instalada [...], lo que equivale al doble de las reservas de seguridad normales.”
(CONPES 2534, pp 3)⁸

A lo largo del año siguiente, el embalse agregado descendió de manera sustancial y el 2 de marzo de 1992 se decretó un racionamiento de energía de 13 meses

⁸ La razón del problema, como el CONPES mismo fue consciente, es que el margen de reserva (o reservas de seguridad) se refiere a potencia instalada y no a la contribución que las centrales pueden hacer a la confiabilidad que dependen de lo que puedan hacer durante un período crítico. Hoy en día el sistema se juzga de acuerdo a energía firme (la energía que se puede entregar en un período crítico) y no en base a potencia como erró el CONPES en esa fecha.

equivalente a 5.183 GWh o un 14% de la demanda anual. El costo para la economía colombiana se cifró en unos 35 millones de dólares a la semana.⁹

Las medidas que se tomaron a raíz del racionamiento formaron la base del mercado eléctrico y de gas de los próximos años.

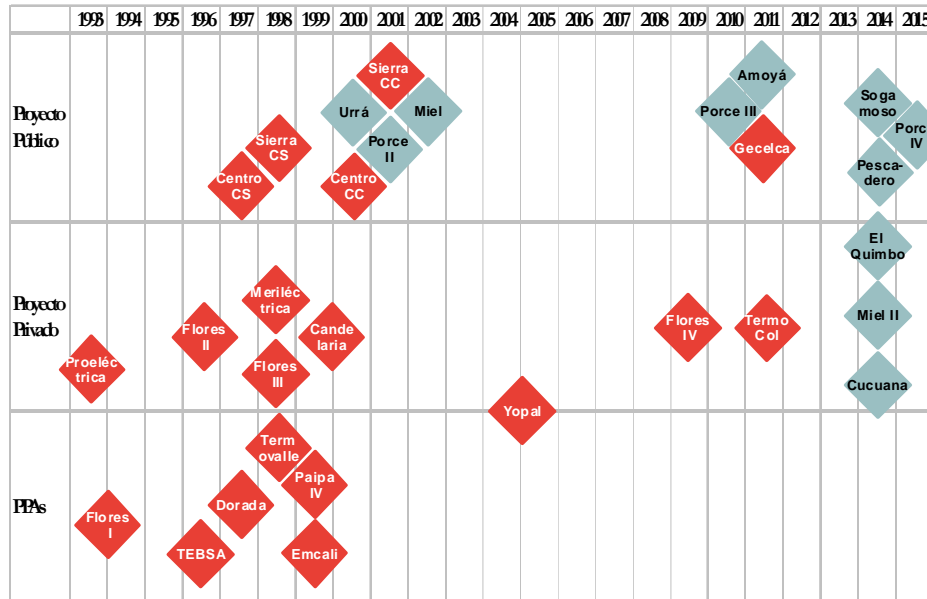
Primero, el Gobierno Nacional toma medidas de excepción dentro de las facultades de emergencia económica y expide el Decreto Ley 700 de 1992. Este Decreto le permitió a las empresas públicas comprar energía producida por el sector privado y autorizó el acceso, negociado pero con recurso a la intervención de la Comisión de Regulación Energética (CRE), de generadores privados a la red pública nacional. Es decir fue la semilla de la generación eléctrica privada.

Segundo, entre otras, se buscó que la expansión fuera acometida por el sector privado debido a las dificultades financieras del sector y al peso de la deuda externa. De esta manera se diseñó un esquema de inversión privada por medio de (i) contratos de compra o suministro de energía y combustibles a largo plazo y (ii) garantías financieras a los contratos de compra de energía. El Documento CONPES 2641 de febrero 16 de 1993 establecía que el desarrollo del esquema de inversión privada se hiciera por medio de contratos que incluyeran una tarifa de potencia (para remunerar costos fijos) y una tarifa por energía despachada, la cual remuneraba los costos variables de la operación. La asignación de estos contratos debería hacerse por licitación con asesoría financiera, técnica y legal para las empresas ejecutoras. Fueron estos los contratos PPAs aún vigentes.

Este esquema de garantías/contratos de compra de energía sufre una profunda transformación con la expedición de la Ley Eléctrica 143 de 1994 pero permitió incorporar, al igual que la Ley 143 de 1994, un número de proyectos térmicos que no tiene paralelo en el caso colombiano por haber sido centrales de última generación a gas. Así, ingresan 6 PPAs, 5 de ellos a gas, y de éstos 3 en el interior lejos de los centros de producción de gas. Inversiones sustanciales y generadas por la aversión al racionamiento.

⁹ Según el informe presentado por la administración Gaviria a la Corte Constitucional para justificar la declaración de la emergencia económica. (Citado por F. Ochoa en la presentación de Acolgen a la contraloría “¿Expansión cíclica con contratos PPA?” mayo 6 de 2003.

Figura 12. Entrada de generación



Fuente: Análisis de Frontier

La aversión al racionamiento eléctrico es evidente en la legislación colombiana.

- Primero, en la existencia de un estatuto semi-administrado de racionamiento, tanto para el sector eléctrico como para el sector de gas que sustituye la operación del mercado, que le da el recurso a quién más lo valora, en estas situaciones.
- Segundo, en el número de cargos explícitos que se han diseñado para remunerar al sistema en las puntas de demanda térmica.¹⁰
 - Cargo por respaldo de la Ley Eléctrica, más orientado a la permanencia de centrales con altos costos de funcionamiento pero que prestarían un servicio de respaldo ante contingencias.¹¹
 - Cargo por potencia, orientado a cobrar la energía en forma de cargos fijos, por potencia y variables, por energía.

¹⁰ La punta de demanda térmica se forma de sustraer de la demanda de energía la generación hidráulica no regulable. Es decir la punta de demanda térmica ocurre en un evento de El Niño.

¹¹ Las plantas consideradas como respaldo eran aquellas que solo generaban en situaciones de hidrología con una probabilidad de 95% de ser superada (o 5% de los casos de peor hidrología); es decir con un criterio de confiabilidad comúnmente utilizado en Colombia

Características esenciales del mercado

- Cargo por capacidad, (resolución 116 de 1996), más orientado a la estabilización de ingresos de las centrales a lo largo del ciclo hidrológico.
- Cargo por confiabilidad, (Resolución CREG-070 de 2006), más orientado a promover la entrada de nueva generación.

1.3.2 Sector de gas

En el sector de gas no era evidente la aversión al racionamiento porque el sistema no había estado estresado a lo largo del tiempo. Pero señales de aversión a los problemas empezaron a surgir con las decisiones del Ministerio de Minas sobre modificación del estatuto de racionamiento del sector y la existencia de eventos eximentes de las obligaciones contractuales. Dentro de estos pueden listarse:

- El decreto 1515 de 2002;
- El decreto 1484 de 2005;
- El decreto 4570 de 2005;
- El decreto 4724 de 2005;
- El decreto 880 de 2007;
- El decreto 2687 de 2008;
- El decreto 4500 de 2009;
- El decreto 4670 de 2009.

Es decir, un total de 8 decretos para modificar el estatuto de racionamiento de gas vigente desde el año 1998.

Y, a su vez, la CREG expidió una diversa normativa, en un plazo de tiempo muy breve, sobre firmeza de estos contratos:

- Resolución CREG-033-06,
- Resolución CREG-070-06,
- Resolución CREG-103-06,
- Resolución CREG 114-06,
- Resolución CREG-104-07,
- Resolución CREG-188-2009.

La reacción del ministerio y la CREG se origina, en parte, por la situación de pérdida de holgura del suministro. Esta situación empezó a ser evidente alrededor de 2005-6 como se logra apreciar en el estudio del mercado de gas de la CREG que dio lugar a la decisión de continuar con el precio regulado para el gas de Guajira. Sin embargo, una confirmación más evidente se logra apreciar en el documento CREG-046-2007 donde la Comisión pudo constatar el descenso de la contratación en firme de manera acelerada y la poca renovación bilateral de los contratos en firme.

1.4 Conclusiones

El pequeño tamaño del mercado dificulta la competencia en producción y comercialización. Esta ha sido una constante en las discusiones de la CREG desde el año 1996 y una realidad a la fecha como lo demuestra la existencia de un precio de gas regulado del campo de mayor producción, aunque en declinación.

El patrón estacional de demanda que origina la baja regulación de los embalses y la reducción de aportes en El Niño, genera un riesgo de demanda y una alta presión sobre la coherencia de los contratos de largo plazo firmados entre generadores térmicos y productores y entre remitentes y transportadores. Dada la importancia del consumo del parque térmico, este problema repercute a otros remitentes.

La presión sobre los contratos a plazo también se ve aumentada por la aversión al racionamiento de las autoridades colombianas. Como es probable que haya intervención en casos de racionamiento – y la experiencia reciente y la histórica así lo confirma –, las partes no tienen incentivos a firmar contratos completos a sabiendas que no se cumplirán en las situaciones de estrés.

2 Fallas de mercado y de regulación

Para poder analizar los problemas del mercado colombiano es mejor salir de la casuística de los problemas observados a diario, y que se describen en la Sección 3, para clasificarlos de acuerdo a su origen. En este caso se pueden clasificar como fallas de mercado o alteraciones de los supuestos de la competencia perfecta. Las fallas de mercado es lo que motiva la intervención del estado en la economía porque si éstas no existieran sería mejor dejar que el mecanismo de mercado operara. Sin fallas de mercado el regulador no tendría por qué intervenir y su labor se limitaría a consideraciones redistributivas.

Las fallas de mercado del gas en Colombia, resultantes por las características del mercado documentadas en la Sección anterior, se dividen en tres:

- Competencia imperfecta en suministro;
- El problema de la confiabilidad como bien público; y
- Ausencia de contratos completos de largo plazo.

Estas tres fallas de mercado, con regulación inapropiada, generan los problemas de mercado que otros estudios han documentado y que validamos por medio de una clasificación económica y una justificación. La correspondencia entre los problemas observados por otros autores y nuestra clasificación la hacemos en la siguiente sección.

Así, analizamos en lo que sigue, las tres fallas de mercado y la respuesta regulatoria.

2.1 Competencia imperfecta en suministro

2.1.1 Mercado primario

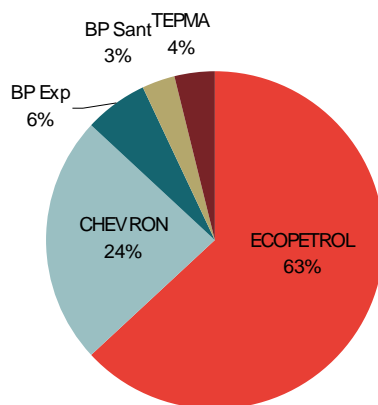
El mercado primario de gas comprende las ventas de productores, importadores y exportadores a otros usuarios o a otras empresas. El 100% del gas que se comercializa en Colombia es de producción doméstica aunque se espera que existan importaciones por gasoducto desde Venezuela a partir del año 2012 cuando el flujo de exportaciones actual se revierta.

La estructura de mercado del mercado primario ha sido ampliamente analizada por la CREG y otros participantes del mercado durante mucho tiempo y reconocida como una estructura de mercado altamente concentrada.

De hecho, durante mucho tiempo Ecopetrol comercializó casi 100% del consumo de gas natural como combustible y es también un consumidor importante del gas que produce. La estructura de mercado en la actualidad

muestra una participación del mercado no muy lejana de la que ilustra la siguiente figura.

Figura 13. Cuotas mercado primario de comercialización (2008)



Fuente: SSPD

La concentración actual es susceptible de aumentar por las consideraciones hechas en la Sección anterior y a corto plazo se espera que aumente.¹²

Para establecer poder de mercado no es apropiado establecer que el mercado de gas natural es el mercado relevante. Habría que entrar a determinar los posibles sustitutos para poder definir el mercado relevante siempre y cuando tales sustitutos no tengan diferencias sustanciales de precio.¹³

¹² Se ha intentado calcular concentración de mercado de acuerdo a los mercados regionales de la Costa Atlántica y el Interior pero las cifras halladas no permiten hacerlo con total precisión. Ecopetrol solía reportar gas comercializado por región en los estudios anuales de abastecimiento pero lo ha dejado de hacer recientemente y Chevron no reporta discriminación por mercado. Sería importante documentar esta concentración porque se considera que puede ser superior en cada mercado que en el contexto nacional. La señal de transporte por distancia haría pensar que los mercados están separados.

¹³ La CREG ha considerado que los combustibles líquidos son sustitutos en términos de la generación térmica. Probablemente no sea cierto desde un punto de vista competitivo porque los costos de cambio son sustanciales y la operación del mercado en esta situación ha tenido serios sobrecostos para el sistema. Asimismo el análisis relevante a las térmicas se hizo partiendo de una situación de contratos con altos niveles de take or pay lo cual implica definir un mercado a partir de un probable ejercicio de poder de mercado. Este error se conoce como la “cellophane fallacy” explicada por Geroski y Griffith como “*This means that when monopoly prices prevail in the market, there will appear to be many substitutes for the monopolists product*” ver Geroski y Griffith (2001) *Identifying antitrust markets*, Institute for Fiscal Studies working Paper 03-01.

El costo de la conversión de las térmicas y de los usuarios residenciales y la alta concentración en la oferta del sustituto más cercano, combustibles líquidos, por parte de Ecopetrol hace que la sustitución sea factible técnica pero no desde el punto de vista de la política de competencia.

Lo siguiente a determinar es si, además de poder de mercado, existen incentivos a ejercer poder de mercado por parte del productor y la verdad es que no parece que haya integración vertical ni contratos que limiten este ejercicio. Asimismo, algunas de las condiciones vistas en el mercado, como take or pays de nivel alto, bajas penalizaciones por interrupciones, alta oferta de gas interrumpible en condiciones de alta demanda de gas firme, reticencia a participar en subastas de compra y participación en subastas de venta individuales, alto número de eventos eximentes en contratos en firme, podrían ser el resultado de este ejercicio.

Existen algunas prácticas que facilitan el ejercicio de poder de dominio conjunto, probablemente tácito, entre propietarios de los campos principales.

- la operación de los dos campos está en manos del socio mayoritario de Ecopetrol;
- la existencia de acuerdos de balance entre los propietarios del campo;
- la práctica de identificar usuario final en todas las nominaciones al productor.
- la cesión de usuarios de Ecopetrol a Chevron desde el año 1997.
- la comercialización independiente mal entendida. Así se observaron en la práctica la ausencia de ofertas de venta por el total de la demanda del comprador. En efecto, se fraccionaban la demanda de acuerdo a los derechos de producción del campo,¹⁴
- la comercialización conjunta de los campos de gas asociado.¹⁵

2.1.2 Mercado Secundario

Para intervenir como oferente en el mercado secundario se requiere contar con derechos de suministro de gas aunque los vendedores de mercado primario tienen restringida su participación en este mercado.¹⁶

¹⁴ Un mayor fraccionamiento de la demanda se ha identificado como un factor que ayuda a sostener acuerdos colusorios tácitos. La razón se halla en que elevados picos de demanda en bloque incentivan a cada una de la empresa partícipes en el acuerdo colusorio a desviarse del acuerdo y apropiarse de una gran volumen de demanda.

¹⁵ Esta excepción estuvo motivada por las dificultades técnicas y de negociación por la complejidad de los campos de Cusiana-Cupiagua. En la última subasta de Cusiana y las que se esperan este año parece que estos problemas han sido resueltos.

Así los vendedores en el mercado secundario son empresas que hayan contratado suministro de gas con los productores comercializadores en el mercado primario y a los que se les permita comercializar el gas que no utilicen. Los compradores pueden ser cualquier agente consumidor de gas.

Como el gas tiene costos muy elevados de almacenamiento, es de esperarse que los primeros oferentes en el mercado secundario sean empresas que tengan contratos de take or pay de gas y necesiten vender el gas que tienen que tomar y no van a utilizar. Los demandantes son cualquiera que necesite gas y no lo pueda encontrar a menor precio que el ofrecido en el mercado primario.

La forma de venta es lo que se denomina como contratos “Over the Counter, OTC” en los que no hay un contrato homogéneo centralizado sino contratos heterogéneos de acuerdo a las condiciones de comprador y vendedor. Estos contratos bilaterales son interrumpibles y se consideran de “ocasión” ya que el vendedor puede tener un mejor uso para este gas (p. ej. generarlo). Sus primeras transacciones se empezaron a ver en el año 2000 y el comprador confirma el interés un día antes de la entrega de gas por parte del vendedor.

La mecánica de funcionamiento es que el vendedor de gas, generalmente, se hace cargo del suministro y del transporte. Debe entonces identificar el punto de entrega e intentar reservar capacidad de transporte excedente del punto de entrega del productor al punto de consumo del comprador aguas abajo. Debe nominar esa capacidad al transportador de la zona y nominar al productor y al transportador la cantidad que necesita.

Las transacciones son confidenciales y se conoce muy poco los volúmenes aunque se conocen los principales participantes.

Durante la época de generación por restricciones, año 2001-2, se observaron compras de térmicas que debido a las altas generaciones de seguridad en la Costa Atlántica excedieron sus compromisos de take or pay y pudieron entonces beneficiarse de los menores precios del secundario, de térmicas que buscaban gas en el secundario para las pruebas de disponibilidad que les hace el Centro Nacional de Despacho, de consumidores interrumpibles en el interior del país y de térmicas sin contratos take or pay elevados en el interior del país que pueden comprar a menores precios en el mercado secundario.

En los últimos años con las restricciones de suministro se ha observado interés de parte de los distribuidores y un aumento de la oferta de las térmicas que han reconvertido a fuel oil para cumplir con las obligaciones del cargo por confiabilidad recientemente expedido.

¹⁶ El gas en el mercado secundario es interrumpible por las dificultades de almacenamiento. Al suscribir un alto número de contratos interrumpibles con clientes finales los productores participantes en el mercado primario pueden participar en la práctica de cierta participación en el mercado secundario.

El precio del gas en el mercado secundario se determina por el libre juego de la oferta y la demanda, es decir no existen restricciones regulatorias a su precio, aunque obviamente las reglas de antitrust y competencia desleal aplican en este mercado. El precio del mercado secundario puede estar por encima del precio del mercado primario siempre y cuando el consumidor no tenga acceso a los precios del mercado primario. Por ejemplo, si existe congestión en el mercado primario (es decir al precio regulado la demanda es mayor que la oferta), un comprador de gas (p.ej. una térmica) pagaría el precio regulado y podría satisfacer esta demanda insatisfecha con su gas y cobrar un precio más alto.

En definitiva, el precio del mercado secundario será superior al del mercado primario sólo cuando haya exceso de demanda (demanda mayor que la oferta) en el mercado primario.¹⁷

Debido a que, hasta las fechas de escasez de gas, los compradores en mercado secundario podían tener acceso al mercado primario, la competencia se daba vía precios. Hoy en las transacciones en el mercado secundario son a precios más altos que en el primario (de los contratos) pero no se tiene evidencia del volumen del mercado o de los precios observados.

Así, con la escasez de gas en firme se han observado dos fenómenos que tienen explicación económica:

1. Precios de contratos interrumpibles en secundario superiores a los precios de los contratos firmes originales;
2. Precios de contratos interrumpibles del primario a precios superiores a los precios del primario.

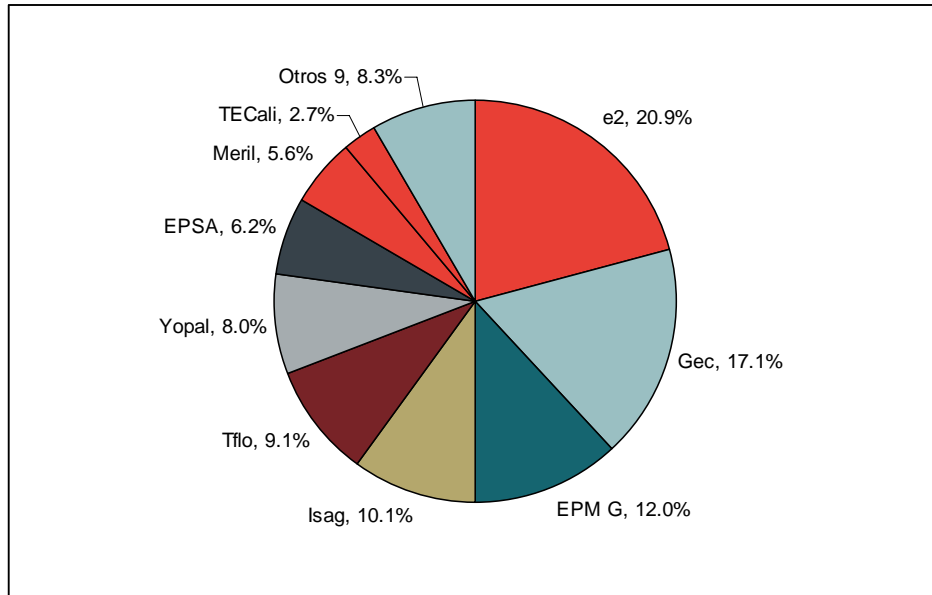
El primer fenómeno es respuesta al hecho que un precio spot puede diferir de un precio a plazo porque la oferta y la demanda son diferentes. El segundo es respuesta al hecho que también se firman los contratos en momentos diferentes con expectativas diferentes. Y cuando es de campos regulados es respuesta al hecho que el precio del gas interrumpible está desregulado implícitamente.

Cramton publica una idea de qué tan concentrado puede ser el mercado secundario al publicar las compras de gas en firme en el año 2008. Aquí suponemos que térmicos, productores y comercializadores pueden ser

¹⁷ A riesgo de trivializar el argumento puede decirse que un mercado secundario funciona como los revendedores de entradas a un lugar con capacidad fija (p.ej. un espectáculo en un estadio o teatro). El precio de venta de las entradas, aunque muchas veces no es regulado, no es el precio que garantizan la satisfacción de la demanda ya que existe la obligación de vender la entrada a quién la solicite. Los revendedores acuden con mayor rapidez a comprar entradas que el consumidor final que valora el tiempo de espera más de lo que lo valora un revendedor. El precio de reventa puede ser inferior o superior al precio original de la entrada cuando hay exceso de capacidad o exceso de demanda. En el caso del mercado secundario de gas, los únicos que pueden comprar gas son los que piensan utilizar para consumo, así que los revendedores se asociarían a los dueños de abonos anuales que no los utilizan en funciones específicas.

participantes de este mercado y calcular así lo que puede ser la concentración en este mercado.

Figura 14. Concentración mercado secundario



Fuente: Cramton (2008)

Con todas las salvedades que deben hacerse a este análisis lo cierto es que parece una estructura menos concentrada que la del mercado primario. Asimismo, el tamaño del mercado secundario comparado con el mercado primario (en los datos de Cramton es de 48 MPCD comparado con un mercado primario de más de 800 MPCD) o el mercado primario de suministro interrumpible (que puede ser, según la declaración de los productores casi un 25% del primario) es superior al secundario.

Así el mercado secundario puede tener características de mayor competencia pero no deja de ser un mercado de ocasión que no tiene ni la suficiente liquidez ni la suficiente profundidad como para garantizar un suministro continuo y transparente para la demanda de gas del país. Las perspectivas del mercado son menos claras porque muchos de los contratos take or pay de las térmicas, principales oferentes del gas en el mercado secundario, están próximos a vencerse con lo cual la oferta de secundario pasaría al primario donde la competencia parece ser menor.

2.2 La confiabilidad como un bien público

La confiabilidad, entendida como la capacidad de responder ante situaciones extremas, tiene ciertas características de bien público.

Un bien público es aquel bien en el que el consumo de un usuario no reduce la cantidad disponible de otro. Los usuarios, si consideran que se benefician del pago que hacen otros del bien tienden a subvalorarlo y así pagar menos por el bien de lo que lo valoran.¹⁸ La posibilidad de excluir los usuarios que no lo pagan es importante en cualquier bien y en el bien público esta imposibilidad es parte del problema.

En mercados en los cuales es difícil interrumpir a consumidores específicos se considera necesario fomentar la confiabilidad o proveer el bien público. La dificultad de interrupción puede surgir por dos motivos:

- La dificultad de excluir clientes específicos como es el caso de dos clientes en un mismo circuito o que comparten el punto en el cual se interrumpe el servicio;
- El poder de lobby de algunos usuarios que hace que las interrupciones económicas no se pueden llevar a cabo. Esto también puede ocurrir porque exista una norma, como el estatuto de racionamiento en Colombia, que no permita asignaciones económicas en caso de faltantes.

Cuando no se pueden excluir clientes específicos algunos de ellos pueden hacer “free riding” de otros. Es decir algunos pueden no pagar por el servicio dado que hay otros que lo pagan y como no pueden ser excluidos verse beneficiados sin pagar los costos.

Cuando los consumidores saben que es más barato protestar para que no les corten el suministro o saben que en una situación de racionamiento pueden beneficiarse de la ausencia de cortes a otros, no tomarán las decisiones coherentes. Si los consumidores anticipan este comportamiento del regulador, ya sea por aversión al racionamiento o por creer que sus contratos de suministro son ineficientes, tomarán decisiones que llevarán a que éste sea el resultado final. Es lo que se conoce como una profecía autocumplida, la creencia que el regulador va a actuar de esta forma hace que los agentes tomen decisiones consistentes con esta expectativa y, enfrentado con estas decisiones, el regulador no tiene otra alternativa que actuar como se esperaba.¹⁹

¹⁸ El ejemplo clásico es el de la defensa nacional, en un contexto más apropiado para este estudio el del alumbrado público puede ser un buen ejemplo.

¹⁹ El ejemplo de Kydland y Prescott es conocido y útil en este contexto. Un gobierno no quiere que sus habitantes construyan sus viviendas en las orillas de los ríos por el riesgo de inundación. Pero si

En estas situaciones las inversiones en confiabilidad dejan de ser rentables. Todo el que invierte para atender la punta sabe que no podrá cobrar el beneficio de la confiabilidad y el nivel de confiabilidad será subóptimo.

Este argumento se usa en generación para justificar los cargos por confiabilidad. Los analistas observan que en mercados de pura energía el precio es muy bajo en épocas de exceso de oferta y muy alto en épocas de exceso de demanda. Si los inversionistas tienen un horizonte limitado de evaluación de sus inversiones, entonces sólo invertirán cuando sea evidente la falta de generación. Como las inversiones tienen unos rezagos en el tiempo de construcción el efecto combinado es el de unos ciclos de inversión muy erráticos llevando a sobreinversión – luego de episodios de escasez – y a subinversión antes de los periodos de escasez.

Este raciocinio está detrás del cargo por confiabilidad colombiano pero no es obvio que justifique el cargo por confiabilidad de gas. Si el riesgo de racionamiento de gas es debido al consumo de las térmicas, el fenómeno de confiabilidad como bien público en gas ya estaría solucionado por el cargo por confiabilidad del sector eléctrico.

Sin embargo, el aumento de suministro interrumpible en Colombia ha estado orientado a otros sectores y la aversión al racionamiento aplica no solo a la electricidad sino al gas en general (ha sido difícil racionar a los taxis que tienen alternativas de suministro fáciles). Como el temor al racionamiento del regulador colombiano parece mayor que la de los agentes económicos, éstos pueden beneficiarse de esta mayor aversión. La solución de “primer mejor” sería racionar a los interrumpibles, hacerlos responsables de sus actos, pero como el sistema ya ha tomado muchos riesgos, ésta deja de ser la mejor política cuando llega un racionamiento.

Los agentes saben que el racionamiento en gas puede ser costoso políticamente para la administración de turno. Grupos de presión como los taxistas, cuya conversión a gas vehicular ha crecido rápidamente, y los consumidores, muchos de ellos de bajos estratos, harán que el racionamiento trate de ser evitado por el gobierno de turno.

La aversión al racionamiento, documentada en la Sección 1 de este documento, puede ser una razón por la cual los agentes económicos consideren que el gobierno colombiano será incapaz de tolerar el racionamiento y tendrá que adoptar medidas de excepción.

Pero cuando existe el riesgo de intervención, los contratos pierden consistencia. Las partes pueden ser víctimas del oportunismo de sus contrapartes y, en muchos casos, la contraparte es el marco regulatorio. Por ejemplo, el cargo por

lo hacen y se presenta la inundación lo mejor que puede hacer es socorrerlos. Ante esa expectativa los habitantes construyen viviendas en la ribera de los ríos.

confiabilidad se diseñó para situaciones críticas como las actuales en Colombia, pero en el pasado se han modificado las reglas del mercado spot en estas situaciones, por medio de mínimos operativos y otras reglas diseñadas en medio de la situación. Si este oportunismo se anticipa los contratos con otros agentes lo reflejarán. Nos encontramos en una situación en la cual el problema de la confiabilidad y, muy probablemente, la competencia imperfecta llevan al problema de contratos incompletos.^{20 21}

2.3 Contratos incompletos

En la sección 1 se analizaron los problemas que surgen en Colombia por el alto riesgo de demanda y la duración de los ciclos hidrológicos. Cuando los riesgos de demanda son altos, las empresas con aversión al riesgo intentan repartírselos de una manera eficiente. En la medida en que los riesgos de demanda se presenten con frecuencia indeterminada o de largo plazo, la solución tiende a ser contratos de largo plazo o integración vertical.²²

Confiar en transacciones spot suele ser muy riesgoso y más aún cuando el mercado es estrecho o limitado a pocos agentes como suele ocurrir cuando las inversiones son específicas.

2.3.1 Contratos de de largo plazo

Contratos de largo plazo para suministro de gas – incluido el transporte- suelen ser comunes en el mundo y la explicación que se ha hallado a esta ocurrencia se centra en el problema de inversiones específicas a la transacción. Williamson (1979),²³ concluye que es natural para las partes entrar en contratos de largo plazo cuando existen bienes de inversión duraderos en la transacción e inversiones específicas a esta.

Williamson distingue cuatro clases de inversiones específicas a la transacción, dentro de las cuales dos son importantes para el caso del suministro/transporte de gas:²⁴

²⁰ Algunas intervenciones regulatorias han sido motivadas por el ejercicio de poder de mercado. La resolución CREG-023-2000 o la reciente sanción de la SSPD a Ecopetrol por sobrecontratación parecen responder a esa lógica.

²¹ Estas renegociaciones de contratos de largo plazo no son exclusivas a Colombia. En los EEUU, con la apertura de mercados, se produjeron una gran renegociación de contratos take or pay onerosos. En el Reino Unido la privatización y desintegración de British Gas tuvo un efecto similar.

²² Ver, por ejemplo, Milgrom y Roberts (1992) *Economics, Organization and Management*, Prentice Hall International Editions, New Jersey.

²³ Oliver Williamson (1979) “Transaction cost economics: the governance of contractual relations” ; *Journal of Law and Economics*, Vol. 22, pp 233-60.

²⁴ Las otras dos son (i) inversiones en equipos que sólo pueden ser utilizados por la otra parte; y (ii) inversión en capital humano que sólo puede utilizarse cuando las dos partes comercian.

- Localización: cuando un comprador localiza sus instalaciones cerca al otro para economizar en transporte;
- Activos dedicados: inversiones hechas por motivos del intercambio con la otra parte que podrían, si la otra parte se retira del contrato, resultar en exceso de capacidad.

Cuando una parte invierte en activos que tienen un uso alternativo reducido, la otra parte tiene grandes incentivos a apropiarse, de manera oportunista, de las rentas que surjan del contrato. Intentando anticipar este riesgo, las partes entran en contratos de largo plazo.²⁵

En el caso de suministro a una térmica de gas o de coordinación transporte-suministro las inversiones tanto de la central como del productor y el transportado suelen ser sustanciales. Obviamente, la duración del contrato será más larga si existen menos alternativas de ventas para el vendedor y menos alternativas de compra para el comprador.

Pero el problema de contratos de largo plazo es la poca flexibilidad que éstos tienen cuando la demanda y la oferta tienen fluctuaciones en el tiempo. Así, las partes intentan introducir cláusulas de ajuste de precios o posibles razones objetivas y exógenas de reapertura de las negociaciones.

Esto implica, por ejemplo, que los precios que se determinen en los contratos están ligados a fórmulas de ajuste como las que tienen las resoluciones de precios de los campos productores en Colombia y que se incorporan en los contratos con las térmicas.

En Colombia los contratos de largo plazo más importantes en gas son los de las centrales térmicas por el alto riesgo de demanda y la posibilidad que las inversiones sean específicas por lo costoso de trasladar las plantas. Los contratos de largo plazo de las térmicas tienen dos características básicas:

- Precio regulado (por Opón o Guajira);
- Cantidades de compra mínima (take or pay);
- Penalizaciones pactadas entre las partes.

El uso de cláusulas take or pay en Colombia ha sido bastante contencioso. Estas cláusulas se pueden justificar en términos de eficiencia y existen, de hecho, dos teorías en economía que intentan explicar la existencia de cláusulas take or pay en

²⁵ Uno de los primeros análisis de contratos de largo plazo, Joskow (1987) "Contract Duration and Relationship Specific Investments: Empirical Evidence from Coal Markets", *American Economic Review*, marzo, 1987, analizó la relación entre la duración de los contratos de carbón e inversiones específicas y encontró que estaban relacionadas.

muchos contratos de gas alrededor del mundo. Son éstas el modelo de Hubbard y Wiener (1986)²⁶ y el modelo de Crocker y Masten (1985).²⁷

Los primeros identifican el take or pay como una forma de compartir riesgos y los segundos lo ven como un mecanismo para asegurarse que los contratos se cumplan.

Hubbard y Wiener, afirman que existe mucha incertidumbre en un contrato de suministro de largo plazo, que se debe, principalmente, a:

- Shocks a la demanda, como variaciones en el precio relativo del gas frente a otros combustibles, la climatología, cambios en la actividad económica.
- Shocks a la oferta, cambios en los costos de producción o en el precio esperado del gas.

En su análisis ellos se centran, principalmente, en el riesgo que surge en las cantidades demandadas. Si existe riesgo de demanda lo óptimo es dejar que el comprador determine la cantidad a comprar con pagos take or pay y pagos por cantidades variables y que la cantidad comprometida en un take or pay esté asociada con la demanda anticipada.²⁸

Crocker y Masten afirman que en una relación de este tipo el productor de gas y el comprador de gas tienen diferente información respecto de la demanda de este último. En una relación de largo plazo surgirán muchas contingencias que necesitarán de muchas cláusulas contractuales de difícil interpretación. Consideran ellos que una cláusula take or pay es fácil de aplicar e interpretar y permite que se liberen inversiones a otros usos cuando es eficiente hacerlo. El take or pay, junto con una cláusula de penalización por romper el contrato o no entregar el gas (deliver or pay), cumple entonces la función de dar flexibilidad e impedir que el contrato se renegocie cuando es ineficiente, es decir oportunista, hacerlo.

Pero los contratos take or pay observados en la práctica colombiana han sido considerados como muy altos. La razón es que el nivel de take or pay debe estar asociado al despacho medio de la planta para que el generador no tome gas que

²⁶ G. Hubbard y R. Weiner (1986) “ Regulation and long term contracting in US natural gas markets” The Journal of Industrial Economics, Sep 1986.

²⁷ S. Masten y K. Crocker (1985) “ Efficient Adaptation in Long-Term Contracts: Take or pay provisions for natural gas” American Economic Review, Dic 1985. Véase también de los mismos autores (1988), “Mitigating Contractual Hazards: Unilateral Options and Contract Length” , Rand Journal of Economics, 19; (1991), “ Pretia ex Machina? Prices and Process in Long-Term Contracts” , Journal of Law and Economics, 34, 69-99.

²⁸ Otra conclusión que sacan los autores es que la cantidad por take or pay aumenta si hay controles de precios por debajo de costos como manera de evitar la regulación de precios.

no necesite de manera sistemática. En Colombia han demostrado ser altos en períodos fuera de El Niño y altos aún en estos períodos.

Como el despacho de las térmicas es errático, otra forma de acercar el nivel de take or pay al despacho de las plantas es por medio de una prolongación de período de cálculo del take or pay. Los contratos take or pay tienen cláusulas que permiten adelantar o retrasar consumos (en Colombia sólo se permite retrasar consumos) a lo largo de un período de compensación. En países con estacionalidad anual, la duración del período de cálculo de un take or pay es de un año y el período de compensación 6 meses antes y después. En Colombia el período de cálculo del take or pay es un año y el período de compensación es de seis meses posteriores al consumo. Con ciclos hidrológicos de una media de 5 años, el período total del contrato (take or pay + compensación) es insuficiente.²⁹

2.3.2 Efectos coordinación transporte-producción

La falta de contratos completos se traslada al bien complementario de la producción, el transporte de gas donde el problema de inversiones específicas es paradigmático.³⁰

Dadas las dificultades para los contratos a largo plazo en el mercado colombiano por el aparente poder de mercado, por la duración de los contratos y por la anticipada intervención regulatoria, la coordinación entre el transporte de gas y el suministro de gas no es una tarea sencilla. Si a esto se le añade el bajo número de campos productores y la naturaleza radial del transporte la situación es compleja.

Es cierto que el mercado puede resolver la asignación de riesgos de manera eficiente pero la solución de mercado no es óptima en Colombia. En el caso del transporte, la regulación es vital y en Colombia, como veremos abajo, la solución regulatoria no ha sido del todo apropiada ya que el transportador debe asumir mucho riesgo de demanda en este esquema y el regulador prima los cargos variables sobre los fijos.

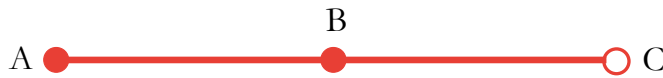
Cuando hay riesgo de demanda el transportador tiene incentivos a negar el acceso aún en casos en que exista separación vertical. Como el riesgo de demanda en Colombia lo asume el distribuidor y el transportador, variaciones en la demanda tienen un importante efecto para el transportador/distribuidor. Usemos el

²⁹ La falta de coherencia de los contratos con las centrales térmicas es también resultado de la alta probabilidad que los precios del mercado mayorista sean intervenidos. Aun con cargo por capacidad o cargo por confiabilidad hubo necesidad de intervenir el mercado eléctrico en 1997-8 y 2009-10. Esto hace que los generadores térmicos no reciban rentas inframarginales en los eventos de El Niño y esta falta de credibilidad del regulador afecta los incentivos a los térmicos a firmar contratos con pérdidas fuera de Niño y sin ganancias en El Niño.

³⁰ El libro de David Teece (1976) explica la integración vertical de la industria petrolera a partir de este enfoque. D Teece (1976) Vertical Integration and Vertical Divestiture in the U.S. Oil Industry (Stanford: Stanford University Institute for Energy Studies, 1976).

ejemplo de una empresa que se transporta gas entre el punto de producción A y el punto de consumo B de la figura a continuación. Supongamos que, posteriormente, surge un centro de producción en el punto C y que éste desplaza parte de la producción de A.

Figura 15. Riesgo de demanda y negativa de acceso



Fuente: Ejemplo hipotético

Ante esa eventualidad, el transportador puede encontrarse con una disminución del uso de su infraestructura en el tramo A-B y a un riesgo de “activo encallado” que le puede inducir a impedir el acceso de C a la infraestructura. Para que eso no ocurriera las tarifas de transporte deberían remunerar toda la inversión y el transportador, indiferente al riesgo de demanda, no tendría reticencia alguna a dar acceso.

El riesgo de demanda es alto y de difícil gestión en un mercado donde los dos segmentos están separados y no existen mecanismos de coordinación explícitos. Así, los transportadores intentan repercutir el riesgo de demanda aguas abajo hacia los distribuidores o clientes finales.

Para un distribuidor el riesgo de demanda no es grande en situaciones normales porque el consumidor no desplaza su consumo en grandes cantidades pero el riesgo de oferta sí puede serlo. Esto ha sido evidente en el número de subastas a las que tiene que acudir y deriva en problemas porque el ganar la subasta no implica tener el transporte ni viceversa.

El riesgo de la demanda lo ha gestionado el distribuidor creciendo. Ha sido algo similar a huir hacia delante, es decir sin entrar en contratos de muy largo plazo y aumentando la vulnerabilidad del sistema al riesgo de suministro.

Este caso es evidente en el caso del Gas Natural Vehicular y en parte del sector industrial. Ante la posibilidad de venta del combustible y la dificultad conseguir gas y transporte en firme, el sector ha crecido en condiciones de alta probabilidad de interrumpibilidad. La gestión de la interrumpibilidad de estos clientes es muy difícil por la atomización de la demanda, por su tamaño, por su diversidad y por su alta “voz” en el entorno político.

2.4 Fallas de regulación

Las fallas de mercado colombiano identificadas en los 3 apartados anteriores, requieren de una solución regulatoria. Pero en la práctica las soluciones

regulatorias no parecen estar dando los resultados necesarios. A continuación detallamos algunas de ellas.

2.4.1 Regulación de suministro

La CREG ha elegido diversas formas de regular el suministro por precios, cantidades, descuentos por compra mínima, penalizaciones o por condiciones de venta.

Esta multitud de formas de regular es una reacción natural al hecho que no es sencillo regular los precios de esta fase de la cadena porque todas las regulaciones de precio tienen problema en especial cuando se alcanzan situaciones de estrés. En ese caso se considera que es mejor bajar las barreras a la entrada y desregular pero como la CREG no tiene esa competencia y el pequeño mercado dificulta la competencia, ha recurrido a la regulación.

Pero la forma de regular no deja de ser un poco contradictoria. De un lado se regulan precios para restringir el ejercicio de poder de mercado pero no se regulan niveles de take or pay (cantidades) o calidad del gas (firmeza e interrumpibilidad). De otro lado se liberan precios pero se les fija la forma de vender el gas. Es decir, se regula a medias o se libera a medias, además que se utiliza poco la política de competencia.

Precios

El suministro de gas natural ha estado regulado desde la apertura del mercado en 1996. Los precios de suministro de gas han estado regulados desde el descubrimiento de los campos y se han ido liberalizando paulatinamente. En la actualidad todos los campos del país están liberalizados (pueden fijar precio libremente con sujeción a las normas de competencia) con excepción del gas de los campos de la Guajira y del campo de Opón en el Magdalena medio.

A pesar de que, en 1996, se había prometido la liberación de todos los campos en el año 2005, ese mismo año la CREG decidió continuar la regulación de guajira y Opón. La razón viene de la inexistencia de condiciones de competencia (Documento CREG-057 de julio 22 de 2005):

“Del análisis anterior se concluye que las condiciones del mercado de gas colombiano distan de ser las requeridas para que se produzca verdadera competencia gas-gas. Ante una oferta concentrada, con diferenciación de precios, conformación de mercados regionales con pocos participantes y sin la información necesaria para transar, difícilmente se obtendrán resultados deseables” (pp. 42)

Sin embargo, en 2006, modificó el contrato take and pay, que variabilizaba el costo del combustible, por un contrato de Opción de Compra de Gas. Este contrato es idéntico a los contratos de prima de disponibilidad vigentes entre 1996-2000 y que motivaron la adopción del take and pay como contrato de

Fallas de mercado y de regulación

referencia para calcular los descuentos de los tan extendidos contratos take or pay.

Algunos observadores han planteado que regular un solo campo es una mala idea porque con la señal de transporte se generan monopolios regionales. Cuando la CREG tomó la decisión de liberar Cusiana lo hizo bajo la premisa que los 180 MPCD constituirían una forma de regular cantidades pero el crecimiento del mercado desbordó tales expectativas. Entonces, en la coyuntura actual, la regulación de un solo campo ha creado exceso de demanda por ese campo y la presencia de elementos que facilitan la colusión tácita, además de la señal de transporte, impiden que el precio regulado “controle” los campos liberados.

Cargos fijos/variables

Sin embargo la regulación de precios ha sido incompleta. El primer ejemplo de regulación incompleta de suministro está en el diseño de los contratos take or pay. Como lo importante no es regular el precio sino el pago por el producto, al regular el pago variable los productores han introducido pagos fijos. La forma más habitual es la introducción de cláusulas take or pay.

Los contratos de tipo take or pay se empezaron a popularizar tarde en el proceso cuando las centrales térmicas entraron al sistema. Antes de esto, todos los contratos eran del tipo pague lo demandado en el que el precio final de venta al usuario determinaba el precio recibido por el productor de gas.

Pero los niveles de take or pay han sido considerados muy altos y “onerosos”. La Resolución CREG-023-00 y posteriormente la Res CREG 070 de 2006, se basaron, en parte, en este fenómeno. Es así como, durante mucho tiempo, los niveles de take or pay han excedido con creces los niveles de despacho de las plantas térmicas haciendo que el precio efectivo por el gas haya sido muy superior al precio máximo regulado.

Un análisis de hace un par de años sobre este asunto ha publicado los niveles de take or pay pactados y los niveles de despacho de las plantas. Allí se ve como existen diferencias claras entre la generación de la costa y la generación de las plantas del interior pero niveles de take or pay iguales para plantas con diferentes horas de funcionamiento esperadas (Ciclo simple y Ciclo Combinado).

Tabla 1. Niveles de take or pay de las centrales térmicas

Empresa	Plantas	Despacho	Take or Pay
Corelca (CC)	TEBSA	57,4%	70%
Corelca (CS)	Barranquilla 3 y 4	11,7%	70%
Corelca (CC)	Termoflores I	51,6%	70%
Termoflores (CS)	Termoflores II y III	29,9%	70%
Proeléctrica (CC)	Proeléctrica	32,33%	70%
Emgesa (CC)	Termocartagena	9,04%	70%
Candelaria (CS)	Termocandelaria I y II	7,89%	70%
Chec (CS)	TermoDorada	7,9%	25%
Isagen (CC)	TermoCentro	14,85%	25%
EPM (CC)	TermoSierra	4,76%	25%
EPSA (CC)	TermoValle	4,14%	25%
TermoEmcali (CC)	TermoEmcali	3,94%	25%
Meriléctrica (CS)	TermoMeriléctrica	1,94%	25%

Nota: CC: ciclo combinado, CS: ciclo simple.

Fuente: Urbiztondo (2006) *La competencia en el mercado mayorista eléctrico de Colombia: Regulaciones existentes y reformas deseables, versión del 24 de noviembre de 2006.*

Altos niveles de compra mínima pueden llevar a un uso excesivo del gas o a pérdidas económicas a los generadores térmicos.

Es así como cuando el nivel del take or pay es alto y no se tiene uso alternativo para el gas – por ejemplo porque su uso está restringido a la planta – el costo de oportunidad del gas es igual a cero y el precio de oferta a la Bolsa de energía se ve deprimido con lo que el gas se utiliza en exceso. Esto se soluciona, en la coyuntura actual, si se permite que se oferte el precio del mercado secundario en las ofertas de producción a la Bolsa de energía.

Pero los costos de generación permitidos por la resolución CREG-034-2001 son los del precio máximo regulado y no los del mercado secundario. Al entrar las centrales térmicas a generar por restricciones reciben por gas menos de lo que recibirían en el mercado secundario. Como hasta ahora el precio del mercado secundario es atractivo, después de un largo período de precios de secundario por debajo de los contratos en firme, los generadores no reciben compensación por las pérdidas pasadas.

La CREG tomó la decisión en el año 2000 de no regular los descuentos sobre el precio regulado por take or pay dejando los descuentos a la negociación bilateral. En esta decisión se prefirió regular el precio porque no se confiaba en la

Fallas de mercado y de regulación

negociación para precios pero no se regularon los pagos fijos creyendo que en esa dimensión no se ejercería poder de mercado.

Regulación de calidad (firmeza e interrumpibilidad)

Algo similar ocurre con la calidad en suministro. La CREG ha preferido no regularla bajo la creencia que los agentes gestionan mejor estos riesgos entre ellos. Claro que en la última resolución 180 de 2009, se retoma la idea de fijar penalizaciones.

El segundo error de regulación incompleta del suministro ha sido muy debatido en Colombia, pero muy mal resuelto. Nos referimos a la distinción firmeza e interrumpibilidad. Esto es un tema muy ligado a la falta de regulación de calidad del gas aguas arriba que contrasta con su regulación aguas abajo.

Es bien sabido que una empresa a la que se le regula el precio reduce la calidad para así reducir costos y aumentar su beneficio. Por eso, se debe regular la calidad y fijar estándares que eviten a las empresas reguladas prestar el servicio al precio regulado con menor calidad o que les impida modificar las condiciones de entrega de manera que resulten en incumplimiento de la regulación de precios.

Desde la perspectiva de un consumidor de gas el contrato es firme cuando el consumidor es indiferente entre dos opciones. Una, recibir el gas y, dos, no recibirlo pero recibir la compensación. Firmeza es la garantía de poder disponer del gas – o de su valor económico – cuando es necesario. Gas interrumpible es, por el contrario, un gas que no se tiene seguridad de tener – por que no hay capacidad de entrega, no por motivos libres – y para el cual el comprador debe ser quien asuma el riesgo de no-entrega en la punta de demanda. También es posible que haya interrumpibilidad del lado de la demanda – por imposibilidad de consumo – pero estas cláusulas no parecen frecuentes en Colombia.

En el gas firme el riesgo de no-entrega lo asume el vendedor y el comprador lo paga al asumir un precio mayor que el del gas interrumpible en un valor asociado a las compensaciones y la probabilidad de incumplimiento.

Es sabido que los reguladores deben fijar valores para la confiabilidad del suministro en situaciones en las que hay fallas de mercado como en la generación de electricidad (bien público), o la transmisión o distribución (por monopolio natural). En estos últimos casos, como se regula el precio, también es imperativo regular la calidad y eso es lo que la regulación colombiana ya hace:

- Cuando exige contraprestación por el pago por energía firme (la diferencia entre el precio spot y el precio de escasez);
- Cuando fija penalizaciones para la distribución de gas y electricidad y para la transmisión de electricidad;
- Cuando castiga a las plantas de generación por su indisponibilidad histórica.

Fallas de mercado y de regulación

Pero, al igual que se ha sido reticente a fijar precios de gas para diferentes niveles o patrones de consumo tampoco se han fijado penalizaciones en el caso de suministro de gas prefiriendo dejar a la negociación bilateral entre productores y compradores.³¹

Asociado al valor de las penalizaciones es el tema de definición objetiva de la situación en la que se activan las penalizaciones. Es importante que sea incontrovertible la determinación de estas penalizaciones y su valor. Cuando existe un mercado de gas spot las penalizaciones son fáciles y se determinan con el precio spot (como se hace en el mercado eléctrico), cuando no hay mercado spot o mercado secundario, se deben pactar y cuando esto no es posible se deben regular.

De esta manera, la cantidad de gas en firme depende del nivel de penalizaciones y si la CREG no genera un costo de desvíos se seguirá asistiendo a una situación en la que no haya suministro en firme. Existen diversas opciones para hacerlo, una de ellas las penalizaciones regulatorias aunque éstas, por ser administradas y por no analizar los costos marginales de suministro, son inapropiadas y podrán llevar a reducciones de la oferta en firme o a baja firmeza.

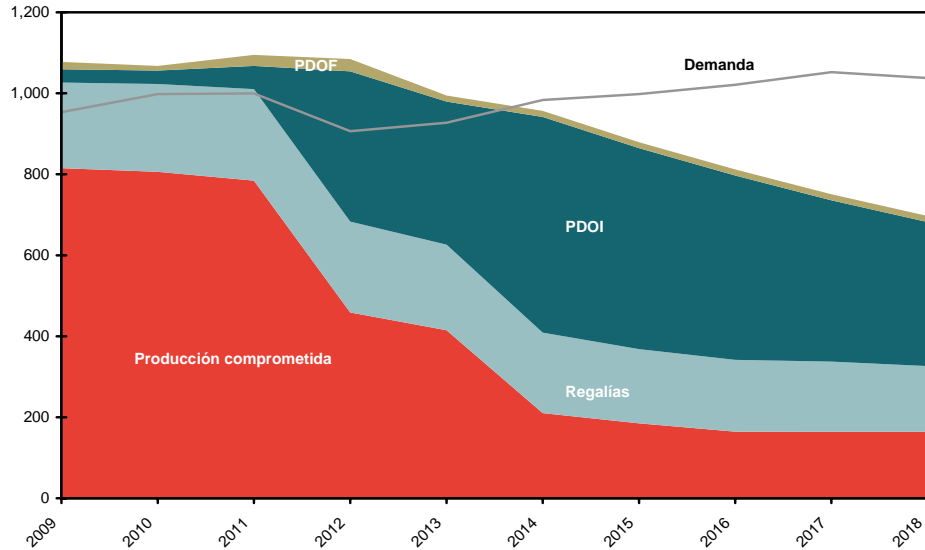
La ausencia de suministro en firme es un problema serio para los distribuidores y comercializadores. Para hacer el gas natural competitivo con otros combustibles no pueden confiar en vender un producto interrumpible sin hacer descuentos muy importantes que los productores no estarían dispuestos a dar, máxime cuando el precio de los interrumpibles ha sido más alto que el precio regulado. Para atender el mercado regulado deben incurrir las posibles penalizaciones que les fija la regulación por interrupción de suministro y tener el problema de conseguir suministro de gas interrumpible, sin penalizaciones por no entrega, e incurrir el costo que esto representa en términos de pérdida de clientes y de reputación.

En la práctica los comercializadores de usuarios regulados han tenido que salir a comprar gas en cualquier rincón del país por la falta de oferta en las convocatorias de mercado regulado. Aunque el costo de esta compra sea reconocido, el precio que se paga implica problemas de gestión comercial con los clientes por precio y competitividad del combustible.

³¹ Sin embargo es buen recordar que una de las resoluciones de consulta lo hacía (CREG-103-2006). Esta opción se descartó porque se consideró más conveniente dejar la determinación de las penalizaciones a la negociación entre empresas. No es acertado que este proceso sea parte de una negociación, máxime cuando se ha considerado necesario fijar el precio, porque la calidad y el precio no son cosas separables, si el regulador fija el precio sin determinar la calidad, el vendedor, con poder de mercado, baja la calidad (baja las penalizaciones). El hecho que no se hayan solucionado los problemas de sobrecontratación de suministro en el interior desde el año 1999 es prueba que las penalizaciones fijas por no-entrega eran bajas.

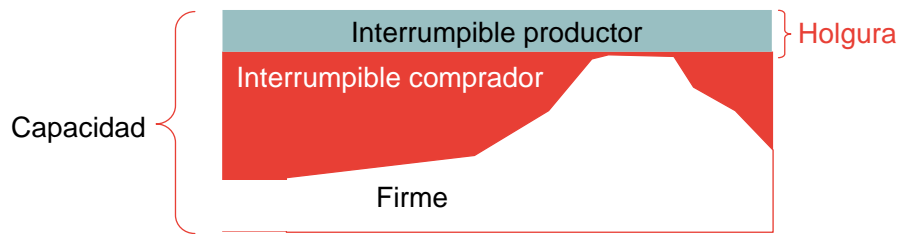
La regulación del ministerio tampoco ayuda cuando calcula el gas en firme como una diferencia del gas interrumpible. Y en eso los productores han acogido el error regulatorio para presentar unas declaratorias de cantidades en firme disponibles a futuro que son difíciles de entender a no ser que sea una forma de recurrir a la negociación bilateral.

Figura 16. Perspectivas de suministro



Fuente: Resolución 180261 del Ministerio de Minas y Energía y UPME

Las cantidades de gas en firme dependen de la demanda y la capacidad de producción. Mientras que el gas interrumpible no es más que la diferencia entre la oferta en firme y la demanda esperada del gas firme. Por lo tanto un productor oferta cantidades muy pequeñas en interrumpible y altas en firme. La siguiente figura nos permite apreciar este asunto.

Figura 17. Oferta en firme y en interrumpible

Fuente: ejemplo

Supongamos, inicialmente, que la capacidad es fija. En ese caso la oferta en firme es igual a la capacidad y el interrumpible el comprador es lo que no se puede entregar en la punta.

Como el productor ha vendido la capacidad en firme lo sensato es que la capacidad interrumpible surja de los compradores de oferta en firme y que el interrumpible del productor sea una cantidad muy pequeña. Esta última, está asociada a la holgura del sistema.

Pero la capacidad de producción de un campo depende del perfil de producción, esto es del perfil de demanda porque el almacenamiento fuera del campo es limitado. Por lo tanto, el productor puede determinar cuánto puede producir si produce lo máximo en el tiempo pero sin conocer la demanda no sabe con precisión la forma de su producción en firme. Asimismo, no puede decidir cuánto es interrumpible sin conocer la demanda en firme y esto genera muchas dudas sobre las cantidades declaradas por los productores tanto en firme como en interrumpible en cumplimiento de la Resolución 180261 del Ministerio de Minas y Energía.

Es así, como se están observando contratos interrumpibles y firmes en Colombia que no parecen adecuarse a los contratos interrumpibles de otros países. Los firmes tienen una gran cantidad de eventos eximentes y los interrumpibles parecen financieros porque no tienen mucho respaldo físico. Pero la forma en que se está resolviendo el problema, con una mezcla de regulación/desregulación no produce buenos resultados.

Subastas por campo

Ante el exceso de demanda de suministro en firme la CREG decidió que se asignara por medio de un mecanismo transparente y de libre competencia. Este mecanismo solía ser bilateral, como es lo habitual en mercados de gas en el mundo, pero a partir del año 2006 se convirtió en un modelo de subastas organizado por los vendedores de manera separada.

Fallas de mercado y de regulación

Un mecanismo de subastas es un mecanismo apropiado cuando no existe poder de mercado. Si existe la sospecha de poder de mercado, como se desprende de los documentos de la CREG-46-007 y CREG-045-2005 no parece sensato organizar subastas en las que el subastador define las cantidades a entregar. Debe recordarse que el poder de mercado se ejerce en diferentes dimensiones del producto: precios, cantidades, calidad.

La utilización de subastas no es una medida errónea en sí misma en situaciones de escasez, pero es importante conocer las razones de dicha escasez para diseñar subastas. Si la escasez es debida al poder de mercado lo sensato es hacer la subasta de manera centralizada y obligatoria para productores.

La propuesta de Peter Cramton sobre la manera de organizar subastas centralizadas establecía que la participación de los productores en la subasta fuese obligatoria y en una sola subasta:

*“The first question to ask is whether the auction will be mandatory for producers or voluntary. Mandatory means that producers sell all their long-term contracts in the auction; whereas, voluntary would allow producers to also sell long-term gas contracts bilaterally. **It is important that participation by producers be mandatory. Mandatory participation guarantees that all demand will participate in the auction.** Mandatory participation also enhances transparency and improves the price signal.*

The second question is the scope of the auction. Separate auctions could be conducted for each producer and field. However, given that most of the auctioned volume would come from Cusiana, it may be desirable to conduct a single auction event including all auctioned fields and producers. This would allow buyers to see at one time all the options for long-term gas contracts.

More importantly, the proposed format would allow bidders to arbitrage across the substitute products, enhancing price formation and reducing transaction costs.”³²
(énfasis añadido)

Por razones que no son aparentes se eligieron, finalmente, subastas independientes y no una sola subasta. Esto no parece coherente con los propios análisis del regulador sobre la estructura del mercado de comercialización y con las recomendaciones de su consultor.

2.4.2 Coordinación transporte-producción, transporte-distribución

En la coordinación transporte-producción se producen varios problemas relacionados con los riesgos de demanda, la separación de actividades, y la regulación del transporte.

³² Peter Cramton (12 de diciembre de 2008) “Auctioning Long-term Gas Contracts in Colombia” final Draft, pp 5.

Asignación del riesgo de demanda

Uno de los asuntos más complejos de la remuneración de la infraestructura es la forma en que empresa y regulador se reparten el riesgo de demanda. Existen diversos ejemplos de cómo hacerlo pero la gran mayoría de los casos se ponen en los dos casos extremos en que el regulador asume todo el riesgo (caso España en algunas infraestructuras o Colombia en el transporte de electricidad) o en los que no asume ninguno (el caso colombiano de gas).

En Colombia el transportador y el distribuidor incurren el riesgo de demanda. Esto se hace así porque el componente fijo de la fórmula tarifaria de distribución es cero y porque los contratos de suministro son del tipo take or pay con componentes de compra mínima muy elevados.

Los principios de distribución de riesgos en una transacción dicen que el riesgo debe asignarse de acuerdo a dos principios muy sencillos:

- Primera regla: el riesgo se asigna a quién mejor lo puede gestionar;
- Segunda regla: cuando el riesgo no se puede gestionar se asigna a quién mejor lo puede absorber.

Las reglas son sencillas, el que mejor lo puede gestionar lo puede asumir porque al gestionarlo lo reduce y esta reducción mejora la transacción. De igual manera quien mejor lo puede absorber mejora las ganancias de comercio en una transacción.

En Colombia los transportadores y distribuidores asumen el riesgo de demanda final pero no es claro que sean quienes mejor lo puedan absorber. La razón es que una parte fundamental de su negocio es la inversión y recuperación de estas inversiones por medio del consumo de gas. De hecho quien mejor lo puede absorber es el usuario para quien el costo del gas es una parte pequeña de su ingreso disponible.

El tema de riesgo de demanda en Colombia es de suma importancia y su tratamiento diferencial con el sector eléctrico es muy notorio. Existen un amplio número de alternativas para gestionar este riesgo de mejor manera como la integración vertical, la asunción de parte del riesgo por medio de planeación y del traslado al usuario final, el darle riesgo de demanda a los productores, etc.

Separación de actividades

Uno de los temas que ha surgido durante los amagos de déficit de gas de los últimos años ha sido el de la falta de información confiable para planificar la expansión. Han existido problemas a raíz de las reservas, la producción en firme, la producción de los campos y, en general, los flujos de gas en el país.

Esto hace que la planificación de la expansión en transporte pierda efectividad y que, por los riesgos que los transportadores tienen de acometer inversiones que

Fallas de mercado y de regulación

resulten subutilizadas en caso de no materializarse la oferta o cambiar los flujos, no inviertan. Aunada a la falta de información y al riesgo de demanda, la complejidad de diseñar mecanismos expeditos de coordinación entre actividades separadas como el suministro, el transporte y la distribución en mercados en crecimiento hace que el tema de expansión en Colombia no sea trivial.

Por eso ni el mercado ni la regulación parecen brindar soluciones al problema de la expansión y, en estos casos, la teoría económica nos dice que las empresas lo pueden resolver de manera interna. Esta es la experiencia de la Costa Atlántica colombiana donde la integración vertical ha ayudado y ayuda a que los problemas de falta de oferta que aquejan al mercado del Interior sean menores en comparación. En los mercados integrados verticalmente, el transporte internaliza la señal de los usuarios aguas abajo (distribución y comercialización) y aguas arriba al ser parte del mismo grupo económico – aunque con actividades separadas – y permite la coordinación en la expansión de actividades.

El mercado colombiano es uno donde la separación vertical utilizada es la más estricta posible y, por ende, tiene el mayor costo para las empresas restringidas aunque logre reducir el costo de la vigilancia regulatoria. A su vez dicha separación acarrea también los costos más altos en los casos de mercados en crecimiento o inestables.

Asimismo, es uno de los mercados donde es menos probable los beneficios a la separación de actividades por la ausencia de competencia en suministro, el hecho que el mercado minorista no está abierto a la competencia, existe competencia de combustibles subvencionados y el riesgo de desabastecimiento es alto.

En ese caso, una restricción vertical impuesta *a priori* y para todo el país tiene varios problemas:

- Primero, considera cualquier integración como indeseable. Es decir es tan malo que una empresa de distribución pequeña se integre con el transporte como una empresa grande. Parte de la premisa que las dos empresas tienen el mismo incentivo a impedir el acceso cuando eso no tiene por qué ser así.
- Segundo, considera que el mercado nacional es el mercado relevante cuando eso no es siempre el caso y en el mercado colombiano el regulador ha sido enfático en resaltar la existencia de, al menos, dos mercados geográficos. Por eso la medida considera que es tan malo que una empresa de distribución del mercado del Interior compre una empresa de transporte del mercado de la Costa Atlántica como lo es si comprara una empresa de transporte del Interior.
- Tercero, considera que el gas es el mercado de producto cuando en el mercado colombiano ese no es el caso. Es indudable que el mercado relevante en partes del interior incluiría sustitutos al gas y en ese caso los

incentivos a restringir el acceso son menores para una empresa de distribución de *gas* porque su competencia se amplía a los combustibles *sustitutos*.

- Finalmente, considera que la situación es inmutable, es decir que los incentivos a excluir son los mismos a lo largo del tiempo. Esto ha sido particularmente erróneo en el caso colombiano que ha evolucionado de manera notable gracias al exceso de oferta en el sistema.

Por eso las fusiones siempre se analizan por separado y en su especificidad. No quiere decir esto que el transportador no realice la actividad de transporte, quiere decir que una empresa con cierta integración internalizará la señal aguas abajo (como ocurre para las empresas integradas verticalmente en Colombia) o aguas arriba (como existía antes de la privatización de Promigas).

Cada fusión es diferente porque los incentivos a excluir dependen del estado del mercado relevante y de la posición relativa de las empresas que se fusionan. Debido a que las empresas tienen el derecho a fusionarse para ejercer su actividad empresarial, es el regulador o la autoridad de competencia quienes tienen el peso de la prueba de demostrar que la integración afecta la competencia y así aprobarla con condiciones o denegarla si las soluciones propuestas por la empresa no son satisfactorias.

Tarifas de transporte

El transporte de gas está regulado en Colombia por medio de una regulación híbrida pero orientada a la fijación de tarifas de costo medio y con estándares de eficiencia en los casos en que los gasoductos no alcancen una ocupación mínima.

Las tarifas eficientes se rigen por el principio de causalidad. Los costos de la infraestructura se cobran a quién impone el costo. Esto es, se cobran los costos fijos a todos los consumidores que consumen en la punta de demanda y el costo marginal a todo el que use el gasoducto, cuando lo use. En Colombia, las tarifas actuales tienen tres errores fundamentales:

- Están basadas en costos medios;
- La aproximación ordinal hace que las tarifas y la causalidad de costos no concuerden;
- La “liberación” de tarifas interrumpibles de transporte o la fijación de penalizaciones por desvíos arbitrarias.

Unas tarifas bien diseñadas deben promover la eficiencia en el consumo y en las decisiones de inversión. Para asegurar la eficiencia en las señales las tarifas deben diseñarse de forma que el precio marginal que pague el cliente por el servicio refleje los costos marginales asociados con su suministro. De otro modo, los agentes tomarían decisiones de consumo e inversión que darían lugar a un uso subóptimo de los recursos energéticos. Esto es típico de tarifas basadas en costos

Fallas de mercado y de regulación

medios en las cuales el costo para muchos clientes es diferente a la tarifa (todos menos el consumidor medio).

El costo marginal del transporte de gas es muy bajo a bajos niveles de utilización pero sube de manera vertiginosa cuando el tubo se empieza a congestionar y para fomentar nueva capacidad, debe dar un salto importante cuando se acerque a niveles de congestión. Esta forma de tarificar se emplea en aeropuertos, por ejemplo, y busca que las tarifas tengan consistencia en el tiempo con el uso de la infraestructura.

Por el contrario, lo que la tarificación por costos medios como se utiliza en Colombia produce es un perfil de tarifas que decae con la ocupación. Es decir cuanto el tubo está vacío las tarifas son muy altas y cuando el tubo está acercándose a su utilización máxima es cuando se alcanzan las tarifas mínimas.³³

El caso en Colombia es anti-económico porque la manera económica (eficiente) de recuperar los costos fijos es, por ejemplo, por medio de precios Ramsey. Precios Ramsey aplicados a un solo producto significa cobrar más a quien tiene una menor elasticidad de demanda.

Ahora bien, en el mercado de gas la elasticidad para un consumidor dado varía en el tiempo. Antes de la conversión al nuevo combustible, la elasticidad del consumidor es muy alta (de hecho ya está utilizando otro combustible) y hacer la conversión implica comprar nuevos equipos que debe amortizar con la diferencia en precios a lo largo del tiempo. Una vez ha hecho la conversión su elasticidad es baja porque la conversión a otro combustible es costosa.

De esta manera, precios Ramsey aplicados a un mercado de gas en crecimiento implican cobrar poco del costo fijo al inicio (como descuentos por introducción de producto) y cobrar una mayor parte del fijo al final. Esto es coherente con la ocupación de la infraestructura y, desafortunadamente, no se utiliza en Colombia.

Además de la utilización incorrecta de una metodología de costo medio existe la metodología de aproximación ordinal que consiste en un proceso de “negociación” entre transportador y remitente en el cual se reparten los costos fijos y variables del gasoducto. Esta negociación no parece una buena idea porque no hay nada que negociar en este caso. Si el remitente impone un costo fijo al transportista debe pagárselo si no lo hace sólo debe pagar el costo variable.

Como las tarifas no reflejan los costos que se imponen, los remitentes utilizan el gasoducto más o menos de lo que debieran. La aproximación ordinal puede tener una función, en los casos de baja utilización del tubo, pero no es la más apropiada en casos de necesidad de inversión como los actuales.

³³ La regulación soluciona el problema de manera parcial al introducir un volumen mínimo al tubo. Esto significa problemas en la recuperación de la inversión porque el faltante debe recuperarse de alguna manera para que el transportador quiera invertir.

En las entrevistas sostenidas se ha evidenciado los incentivos que tienen los transportadores a ocupar la infraestructura ya vendida en contratos de largo plazo. Parece ser que el valor del cargo variable es superior al costo marginal del tubo y que el cargo fijo es inferior a los costos fijos. Se explicaba que parte del problema de los interrumpibles en el Interior surge de las tarifas de transporte por este motivo ya que con capacidad contratada existe un alto incentivo a vender interrumpible y hasta otorgar descuentos para aumentar volúmenes transportados.

Finalmente, la ausencia de tarifas interrumpibles (igual a costo variable) o de desvíos arbitrarios es un desacierto y sólo ha llevado a una utilización indebida. Sería prudente generar una señal de desvíos más coherente.

Así, el efecto de las tarifas de transporte es:

- Ausencia de señales para la expansión de los gasoductos;
- Ausencia de una expectativa razonable de recuperación de los costos de inversión de los transportadores;
- Utilización indebida del gasoducto.
- Construcción de gasoductos muy ajustados a la demanda sin holgura.

2.4.3 Política de competencia

Otro asunto notorio en Colombia es la baja aplicación de la política de competencia. Frente la conclusión que a lo largo del tiempo ha realizado la CREG sobre los posibles ejercicios de poder de mercado en el suministro contrasta los pocos resultados de análisis de competencia y pocas investigaciones abiertas.³⁴

La práctica ha llevado a la instauración de restricciones verticales y horizontales ex ante que impone demasiados costos a los participantes.

Pero la aplicación que la CREG ha hecho en el pasado también tiene problemas y estos puede verse en el análisis sobre posible sustitución a combustibles líquidos de las plantas de generación térmica.

Con miras a controlar el poder de mercado de los productores así como la incertidumbre en la situación de producción de gas en el país³⁵, la CREG decidió permitir que las centrales térmicas tuviesen derecho al cargo por confiabilidad utilizando otros combustibles diferentes al gas, que les permitieran igualmente ofrecer la energía firme que requiera el sistema. En ese sentido, la Comisión

³⁴ No ha ayudado la poco clara definición de competencias en este tema entre la Superintendencia de Industria y comercio y la de Servicios Públicos.

³⁵ Documento CREG 039 de 2006

consideró el costo necesario para la conversión de las unidades de generación a combustible sustituto, y en el periodo de transición del actual Cargo por confiabilidad reconoce una prima de 0.94 US\$/kW-mes adicional a los 5.25 US\$/kW-mes del Cargo por Capacidad, obteniendo un valor del Cargo por confiabilidad de 13.04 US\$/MWh (equivalente a 6.19 US\$/kW-mes). Es decir, la central de punta en Colombia ya no es una turbina de gas sino una turbina con combustible dual. Este cambio representó un incremento del cargo por capacidad de unos 500 millones de dólares al año a más de 600 millones de dólares (hoy en día el cargo vigente es 13,998 US\$/MWh).

La CREG analizó que con un número de supuestos sobre precios de gas y take or pay, podía ser rentable la sustitución por otros combustibles. Así, puede calcularse para qué centrales era rentable la conversión a líquidos.

Tabla 2. Costos conversión a sustituto (US\$ millones)

Planta	Factor de Despacho	Costo de conversión	Diferencia de costo de operación de sustituto			
			ToP 100%	ToP 70%	ToP 50%	ToP 25%
Tebesa	57%	8.9	254.0	358.3	389.2	389.2
Flores1	52%	1.8	28.8	50.8	62.9	62.9
Proeléctrica	32%	1.0	-6.9	7.0	16.3	24.3
Flores 2	30%	1.3	-33.7	-6.7	11.2	33.7
Flores 3	30%	1.9	-2.0	25.0	42.9	56.9
Dorada	8%	0.6	-25.4	-15.6	-9.1	-0.9
Candelaria1	8%	1.8	-75.2	-46.6	-27.5	-3.7
Candelaria2	8%	1.8	-75.3	-46.7	-27.6	-3.8
Centro	5%	3.2	-113.2	-73.9	-47.6	-14.8
Sierra	5%	5.2	-174.6	-116.3	-77.4	-28.8
Valle	4%	2.3	-104.4	-69.9	-46.9	-18.1
Emcali	4%	2.6	-117.1	-78.9	-53.4	-21.5
Meriléctrica	2%	1.9	-98.3	-67.0	-46.2	-20.2

Fuente: CREG, XM, Ecopetrol. Las celdas sombreadas corresponden a las centrales para las que es recomendable la conversión

De lo anterior puede apreciarse que para las plantas de bajo despacho la conversión a líquidos parece rentable.

Pero el análisis tiene el error de considerar que el take or pay es fijado de manera competitiva. Si no fuese así se incurre en un error de análisis conocido como la “falacia del celofán” que consiste en aumentar el tamaño del mercado relevante

porque se parte de un mercado en el que ya se presenta poder de mercado. Un monopolista fija precios a nivel de sustituto con lo cual analizar un mercado no competitivo y ampliarlo con análisis a los sustitutos sólo implica que se encontrarán otros sustitutos.

Como los take or pays son altos se cree que es rentable pasarse a líquidos. Pero el costo de esta conversión es alto. Sería más sensato preguntarse la razón por la cual los take or pays son altos.

Además, el análisis se ha hecho para una época de bajo despacho térmico por exceso de capacidad y por hidrología favorable y es probable que el combustible líquido no sea tan atractivo para la generación durante un período de El Niño.

El efecto de esta conversión es, primero, un incremento del precio de la electricidad. Primero, ha sido necesario subir el cargo por confiabilidad y, segundo, los precios de la electricidad son mayores cuando estas centrales entran en el despacho.³⁶

La cuantificación de estos costos podría dar una idea del sobre costo de los take or pays para el sistema.

³⁶ En términos de diseño del mercado mayorista el efecto es también poco sostenible. En el evento en que el mercado fuese uno con agua y con fuel oil, los escalones de precios de la electricidad serían demasiado elevados para continuar con un sistema marginalista. Es tan alto el costo de generación con fuel oil que la sustitución a fuel oil hace que las centrales térmicas tengan un despacho tan bajo que se conviertan únicamente en centrales de respaldo.

3 Conclusión: Problemas validados

Varios estudios realizados en Colombia han documentado una serie de problemas en el sector. En esta sección los describimos y los dividimos de acuerdo a su origen. Acorde con lo que hemos discutido en la sección anterior ese origen lo hemos denominada fallas de mercado o fallas de regulación. Dentro de las fallas de mercado hemos resaltado:

- Competencia imperfecta en suministro;
- La confiabilidad como un bien público; y
- Contratos incompletos.

Y, en las fallas de regulación, hemos identificado:

- La regulación del suministro;
- La coordinación transporte-distribución; y
- La ausencia de una aplicación de política de competencia.

Pero en los estudios analizados – y referenciados en la introducción – hay una casuística de problemas que no consideramos conveniente para nuestro objetivo último de modelo de largo plazo aunque sí útil para las discusiones que se desarrollan en Colombia.

Por eso documentamos en la siguiente Tabla los problemas identificados en otros estudios y hacemos un mapeo entre ellos y los problemas que hemos identificado en este informe.

Tabla 3. Problemas documentados y su validación

Problema	Mercado	Falla de mercado	Falla de regulación
Falta de oferta en firme de suministro		Competencia imperfecta/Bien público	Regulación de suministro/Desvíos
Niveles de take or pay	Estacionalidad	Competencia imperfecta/contratos incompletos	
Bajas penalizaciones por no entrega		Competencia imperfecta/Bien público/Contratos incompletos	Regulación de penalizaciones/desvíos
Bajo número de productores	Tamaño del Mercado		
Alta e incoherente frecuencia de “evento eximente”		Competencia imperfecta/contratos incompletos	Regulación de calidad
“Altos” precios en las subastas de gas	Tamaño del mercado	Competencia imperfecta	Regulación de subastas de venta
Comercialización conjunta	Tamaño del mercado	Competencia imperfecta	Regulación de suministro/Política de competencia
Transacción de pocos tipos de contratos de suministro	Tamaño del mercado	Competencia imperfecta/contratos incompletos	Ausencia de señal de precios
Lenta incorporación de nuevo gas al mercado	Tamaño del mercado	Competencia imperfecta	Desintegración vertical/riesgo de demanda
Precio interrumpible superior a precio en firme			Regulación suministro
Pocas ofertas de venta de productores		Competencia imperfecta/Bien público	

Conclusión: Problemas validados

Tabla 3. Problemas documentados y su validación

Problema	Mercado	Falla de mercado	Falla de regulación
Baja participación de oferta en venta a mercado regulado		Competencia imperfecta/bien público	
Información poco fiable sobre reservas	Tamaño del mercado	Competencia imperfecta	Regulación de suministro/interacción suministro transporte
Bajos niveles de información para la gestión del sistema		Competencia imperfecta	Regulación RUT
Congestión en el transporte		Competencia imperfecta/contratos incompletos	Riesgo de demanda
Bajo respaldo en la punta	Estacionalidad	Bien público/contratos incompletos	Regulación de riesgo de demanda
Bajas expectativas de recuperación de la inversión en gasoductos	Estacionalidad		Regulación de transporte/riesgo de demanda
Gasoductos subdimensionados		Bien público	Regulación de transporte/riesgo de demanda
Descoordinación suministro transporte		Competencia imperfecta/contratos incompletos/bien público	Regulación subastas de venta/separación vertical/gasoductos dedicados
Baja coordinación entre transporte y distribución		Contratos incompletos	Separación vertical/Gasoductos dedicados
Baja coordinación en mantenimientos		Competencia imperfecta/contratos incompletos	Regulación de coordinación

Conclusión: Problemas validados

Como puede apreciarse son problemas diversos pero surgen por dos o tres problemas que están presentes en el mercado colombiano y que tienden a manifestarse con mayor crudeza en una época como la que atraviesa el país en la actualidad.

Es importante conocer la forma en que podrían solucionarse algunos de estos problemas ya que de la posible solución de los problemas depende la conveniencia de seguir trabajando con el modelo de competencia en suministro y comercialización que prevalece en Colombia. No debe olvidarse que para el éxito de este modelo es crucial la competencia en suministro y la coordinación suministro-transporte.

Conclusión: Problemas validados

Frontier Economics Limited in Europe is a member of the Frontier Economics network, which consists of separate companies based in Europe (Brussels, Cologne, London & Madrid) and Australia (Brisbane, Melbourne & Sydney). The companies are independently owned, and legal commitments entered into by any one company do not impose any obligations on other companies in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Limited.

FRONTIER ECONOMICS EUROPE

BRUSSELS | COLOGNE | LONDON | MADRID

Frontier Economics Ltd 71 High Holborn London WC1V 6DA

Tel. +44 (0)20 7031 7000 Fax. +44 (0)20 7031 7001 www.frontier-economics.com