



Propuesta de soluciones a las fallas del mercado de gas de Colombia

DOCUMENTO DE DISCUSIÓN

Abril de 2010

Propuesta de soluciones a las fallas del mercado de gas de Colombia

Introducción	1
1 Flexibilidad	5
1.1 Viabilidad de inversiones en flexibilidad.....	6
1.2 Exportaciones.....	13
1.3 Importaciones.....	16
1.4 Almacenamiento.....	17
2 Confiabilidad	21
2.1 Reformas institucionales.....	21
2.2 Planeamiento indicativo.....	23
2.3 Redundancia en el transporte.....	23
2.4 Mecanismo de racionamiento.....	27
3 Poder de mercado en suministro	31
3.1 Subastas de liberación de capacidad.....	31
3.2 Cantidades en subasta.....	32
3.3 Productos.....	34
3.4 Contratos.....	35
3.5 Organización de la subasta.....	35
3.6 Diseño de la subasta.....	36
3.7 El gas de Guajira.....	36
4 Contratos completos	39
4.1 Mercado de desvíos (spot) de contratos.....	39
4.2 Punto de entrega de gas.....	47
4.3 Condiciones mínimas de contratos.....	51
4.4 Gasoducto dedicado.....	52
4.5 Coordinación transporte-distribución.....	53
Anexo 1: Proceso de open seasons	55

Propuesta de soluciones a las fallas del mercado de gas de Colombia

Figura 1. Regulación por incentivos	25
Figura 2. Mecanismo de racionamiento	30
Figura 3. Nuevo mercado de desvíos	40
Figura 4. Curva de oferta de desvíos a reducir	42
Figura 5. Curva de oferta de desvíos a aumentar	43
Figura 6. Equilibrio mercado de desvíos a reducir y determinación del precio	44
Figura 7. Equilibrio mercado de desvíos a aumentar y determinación del precio	45
Figura 8. Tiempos de los mercados	47
Figura 9. Mapa esquemático de la red de transporte de gas natural en Colombia	49
Tabla 1. Propuestas Específicas	3
Tabla 2. Oferta en la subasta de capacidad	33
Tabla 3. Ofertas de capacidad por campo y α	34
Tabla 4. Liquidación desvíos a reducir	44
Tabla 5. Liquidación desvíos a aumentar	46

Introducción

Como parte de la asesoría “Visión e Instrumentalización del mercado de gas de largo plazo” realizada para el Ministerio de Minas y Energía de Colombia, a la fecha se han presentado los siguientes documentos que forman parte integral de esta asesoría:

- Entrega 1: Segunda consulta sobre el modelo de gas de largo plazo: documento “Cuestionario”
- Entrega 2: Diagnóstico fallas del mercado de gas natural de Colombia documento “Diagnóstico”.
- Entrega 3: Segunda Consulta del modelo de gas de largo plazo- respuestas de los consultados: documento “Respuestas Consulta”
- Entrega 4: Alternativas para la solución a las fallas de mercado: documento “Alternativas”

Luego de realizar en la Entrega 2 un diagnóstico de las fallas del mercado y de la regulación del mercado de gas y de haber presentado para discusión de la industria un número amplio de alternativas para resolver estas fallas de mercado en la Entrega 4, el presente documento hace propuestas específicas para solucionar las fallas detectadas a partir de las alternativas identificadas y los comentarios presentados por la industria.¹

Luego de considerar los modelos posibles, los costos de transacción de modificar el modelo actual y las posibilidades reales de mejorar y profundizar el modelo actual de una manera integral, se ha considerado que lo más prudente es mejorar el modelo actual corrigiendo algunas de los problemas que se asocian a:

- Baja flexibilidad del mercado de gas;
- El problema de la confiabilidad;
- Poder de mercado en suministro;

Y los resultados observados de estos problemas en lo que hemos denominado contratos incompletos caracterizados por poca consistencia entre las señales de

¹ En el proceso de preparación de estas propuestas nos hemos beneficiado de valiosos comentarios de exploradores de hidrocarburos, productores-comercializadores de gas, transportadores, distribuidores, comercializadores de gas, consumidores como la industria y la generación eléctrica, y de la opinión experta de las autoridades gubernamentales que trabajan en el sector. Obviamente, Frontier es el único responsable de los errores o dudas en las propuestas que aquí se hacen aunque agradece la gran participación de estas empresas y de los gremios ANDI, Acolgen, ACP, Naturgas y Andesco.

precios de los contratos firmes y los contratos interrumpibles y baja coordinación de los mercados de transporte y suministro de gas.

Las secciones a continuación desarrollan las propuestas agrupadas en los siguientes temas:

- Flexibilidad;
- Confiabilidad;
- Poder de mercado;
- Contratos.

A continuación se presenta un cuadro con las propuestas presentadas y los problemas que pretenden resolver que permiten de guía en la lectura de este documento.

Este documento de propuestas se pone a disposición de los interesados quienes pueden enviar sus comentarios o plantear sus dudas a las propuestas realizadas. Por favor enviar comentarios a estas propuestas por medio de correo electrónico, fax, o correo convencional, a la siguiente dirección:

consulta.mme@frontier-economics.com

Fax: +34 91 445 6679

Calle Larra 12, 1º D, Madrid 28004 Att: Consulta MME.

Los comentarios podrán enviarse hasta el **6 de mayo de 2010**.

Los comentarios servirán para modificar o eliminar propuestas específicas, objeto del informe final de propuestas.

Agradecemos su colaboración en este proceso.

Tabla 1. Propuestas Específicas

	Medida	Sección
Flexibilidad	Reglamentación de acceso y criterios de regulación de inversiones	1.1
	Mecanismo de aprobación de exportaciones	1.2
	Mecanismo de compensación por interrupción de exportaciones	1.2
	Regulación del almacenamiento	1.4
	Obligación de contratación para las Obligaciones de Energía Firme	1.4
Confiabilidad	Redundancia en el transporte	2.3
	Modificación del estatuto de racionamiento	2.4
	Planeamiento indicativo del transporte	2.2
	Reformas institucionales	2.1
Poder de mercado	Mecanismo de subastas de liberación de capacidad	3
Contratos incompletos	Condiciones mínimas de contratos firmes e interrumpibles	4.3
	Puntos de entrega de gas	4.2
	Creación de un mecanismo de desvíos	4.1
	Coordinación transporte-distribución	4.5
	Gasoducto dedicado	4.4

1 Flexibilidad

El informe anterior “Alternativas para la solución de fallas de mercado” resumió las características del mercado colombiano como un mercado con una alta necesidad de flexibilidad a lo largo de un ciclo hidrológico. La gran demanda de flexibilidad proviene, en su gran mayoría, de la generación térmica y la mayoría de la oferta de flexibilidad proviene del campo de Guajira que, además, es un campo con precio regulado.

En este informe se concluyó que el precio de la flexibilidad no estaba bien fijado, sin entrar a concluir si era alto o bajo por no haber realizado un estudio de costos o valoración de la volatilidad de la demanda, pero observábamos que diferentes demandas de flexibilidad pagaban el mismo precio de flexibilidad. Aunque es posible fijar precios por flexibilidad del gas de Guajira y mantener la regulación de precios de este campo de una manera que refleje los diferentes perfiles de carga esta regulación tendría las siguientes dificultades:

- Requeriría de un estudio de costos del campo de Guajira;
- Requeriría de una modificación en la fórmula de precios y afectaría un contrato ya firmado;
- Requeriría concordancia con los precios del gas de otros campos; que el regulador, en condiciones similares de competencia decidió liberar²

En un sector en el que el gas de Guajira pierde importancia los riesgos de equivocarse en la fijación de estos precios son altos. Asimismo, en un mercado donde se hace necesario romper el círculo vicioso de mercado pequeño – bajos incentivos a la exploración – alta concentración – potencial de precios poco competitivos – mercado pequeño, la salida de largo plazo más atractiva es la de aumentar la flexibilidad por el lado de la oferta a través de un aumento del tamaño del mercado relevante.

Para alcanzar el aumento de la flexibilidad es necesario profundizar en tres temas:

- Exportaciones;
- Importaciones.

² No debe olvidarse que el precio del gas de Guajira puede estar por encima de costo de oportunidad porque su cálculo no involucra el hecho que el precio del gas y del crudo empiezan a divorciarse en los mercados internacionales. Es así como hemos asistido a un precio bajo pero que, a futuro al igual que ha ocurrido en el pasado, el precio de Guajira puede estar por encima de los precios de oportunidad del mercado internacional que son, dada la posición de exportador neto de gas, los precios de paridad de exportación. Es decir, licuefacción, transporte y regasificación hasta un punto de arbitraje en el mercado internacional como puede ser el Henry Hub en Louisiana.

- Almacenamiento.

Pero antes de abordarlo se hacen propuestas respecto a la viabilidad de las inversiones en flexibilidad en un país que, hasta la fecha, ha realizado pocas inversiones en estas infraestructuras.

1.1 Viabilidad de inversiones en flexibilidad

Todo mercado con segmentos de monopolio natural debe lograr dos objetivos:

- Brindar acceso a terceros;
- Financiar las inversiones.

El acceso es primordial en los mercados liberalizados de redes y es, junto con la competencia en actividades donde es factible y la separación de actividades (no de la propiedad como se realiza en Colombia), la piedra angular de las reformas de estos mercados.

Sin embargo la experiencia de mercados más avanzados, como el Reino Unido, ha demostrado que la viabilidad de estas inversiones puede no ser factible si las reglas de acceso son muy estrictas o si la regulación no es apropiada. Es reconocido que la mejor garantía de suministro la brinda un mercado pero también es sabido que las múltiples restricciones que se imponen en estos mercados de separación de actividades hace que el regulador deba desarrollar una regulación que no siempre es sencilla.

1.1.1 Acceso a nueva infraestructura

Como se explicó en el documento de Alternativas, el acceso en este mercado debe considerarse como la figura por defecto en las infraestructuras desarrolladas. Esta figura ya existe para inversiones existentes pero sugerimos se adopte una medida más pro-inversión para nuevas inversiones que la existente en la actualidad.

En pocas palabras consideramos que puede ser importante para Colombia que algunas inversiones se desarrollen si el costo a pagar es la exención al acceso de terceros a la infraestructura.

Consideramos que esto debe aplicarse para actividades que tengan características de monopolio natural o cuya realización consolide una posición de dominio en el mercado relevante.

Las infraestructuras con obligación de acceso, pero susceptibles de exención determinada caso a caso, son:

- Instalaciones de importación;

Flexibilidad

- Instalaciones de exportación;
- Instalaciones de Transporte;
- Almacenamientos (subterráneos y en superficie);
- Distribución.

En la medida en que pueda entenderse que el mercado es competitivo, representado por bajas barreras a la entrada, baja concentración, bajos incentivos a ejercer poder de mercado, etc., más factible será que no sea necesario brindar acceso a terceros.

Sugerimos que la autoridad pertinente para brindar las exenciones de acceso sea la Comisión de Regulación de Energía y Gas al ser la garante del acceso y la más versada en los temas de acceso pero, por el análisis de competencia que debe realizarse en cada una de estas situaciones, sería conveniente que existiera un informe presentado por la Superintendencia de Industria y Comercio sobre la situación competitiva de la inversión.

Inversiones cobijadas por la posible exención

Para la exención de acceso sólo califican nuevas inversiones porque las existentes se han desarrollado sin exención. Esto implica que es fácil determinar lo que es una nueva inversión cuando ésta es separable de las inversiones existentes pero la dificultad surge en casos de ampliación de capacidad. Al igual que en la nueva Directiva, sugerimos que las ampliaciones de capacidad de infraestructura existente sean susceptibles de exención cuando constituyen aumentos significativos de capacidad de infraestructura existente o modificaciones de infraestructura existente que permiten el desarrollo de nuevas fuentes de abastecimiento de gas.

Así, no es necesario ni prudente que todas las nuevas inversiones en estas actividades sean susceptibles de exención. Lo adecuado es que lo sean grandes inversiones o que tengan una alta participación del mercado relevante.

Al respecto, sería necesario establecer un punto mínimo para calificar como puede ser un 10% del mercado relevante. Inversiones inferiores al 10% del mercado relevante deben brindar acceso en las actividades consideradas como reguladas. Es claro que las actividades competitivas no requieren de exención de acceso porque son, por definición, competitivas y el libre acceso es un instrumento de regulación. Sin embargo, no sobra añadir, deben cumplir las normas de competencia y conducta establecidas por la CREG y la legislación colombiana.

También es importante separar lo que es una inversión *de novo* en un mercado relevante inexistente. Esta inversión es, por definición, de un tamaño alto y

tendría derecho a solicitar la exención de acceso. De igual manera una inversión a un mercado nuevo, como lo es el mercado de exportación, debe analizarse desde el punto de vista de la autoridad de competencia.

Por ejemplo, y lo traemos a colación porque es relevante para la discusión no porque se deba revisar el tema ya que ya se ha resuelto, las exportaciones a Venezuela desde el gas de Guajira no se hacen con libre acceso. Podría argumentarse que el mercado relevante es el mercado venezolano en el cual las exportaciones colombianas no imponen una posición de dominio. Pero el mercado relevante en este caso debe mirarse desde la perspectiva colombiana, no venezolana, y lo relevante es el flujo punto a punto o lo relevante son las exportaciones de Colombia a Venezuela de las cuales el gas de Guajira es monopolio y por tanto tendría dificultades en conseguir la exención al acceso³

Sugerimos que se realice un test de competencia acompañado de un test de inversión en los términos establecidos en el documento de “Alternativas”.

Definición de Acceso

Acceso implica:

- Decisión de inversión transparente en cuanto a la demanda;⁴
- Mecanismo transparente de asignación de la capacidad (por medio de mecanismos de concurrencia);
- Asignación de la capacidad con contratos de no muy largo plazo (es decir que puedan ponerse a disposición del mercado con cierta frecuencia);
- Determinación transparente de precios de la infraestructura:
 - Negociada bilateralmente (cuando no corresponde a una actividad regulada);
 - Determinada por el regulador cuando la actividad es regulada.
- Denegación de acceso, únicamente, en presencia de restricciones justificadas y demostradas de capacidad (peso de la prueba en el propietario de la infraestructura). Sugerimos que el Gestor Técnico del Sistema, como nuevo agente independiente del mercado, conceptúe sobre las mismas.

³ Un caso muy interesante y relevante en el Reino Unido lo brinda el debate sobre aeropuertos y definición de mercado como punto a punto. Ver el boletín de Frontier al respecto *Keeping the lid on: Analysing competition between UK airports*

⁴ Recomendamos un mecanismo de open season, ver Anexo 1 sobre la forma de realizar procedimientos de *open seasons*.

Flexibilidad

Tests

Ahora bien, la necesidad de acceso surge porque la infraestructura es considerada esencial. En ese caso debe hacerse un test de competencia que implique:

- La inversión favorece la competencia y la seguridad de suministro.

Las exenciones no aplicarán, en general, cuando se cree o refuerce una posición de dominio o cuando el otorgamiento de la concesión reduce las posibilidades de erosión de una posición de dominio. Ante la posibilidad de creación de una posición de dominio la exención es menos probable si no existen otras infraestructuras que compitan con la infraestructura en cuestión, ya sea por razones técnicas, económicas o de localización.

Para comprender la aplicación del test de competencia, es necesario contemplar cuatro situaciones posibles:

- Situación actual en la que no hay inversión (Situación 0).
- Situaciones con inversión (Situación 1).
 - En la que hay exención al acceso de terceros (Situación 1a).
 - En la que no hay exención al acceso de terceros (Situación 1b).

El test de competencia deben comparar – en términos de detrimento de la competencia – la Situación 1a y la Situación 0 (el contrafactual es la situación actual).

El test reconoce que la inversión no se ha realizado y, desde el punto de vista de la competencia, lo único realmente necesario sería comparar la situación de competencia con la exención (Situación 1a) y la Situación inicial (Situación 0).

También debe realizarse un test técnico:

- La exención, o los remedios propuestos adicionales a la petición de exención, no irán en contra del funcionamiento eficaz de la red regulada a la que esté conectada la infraestructura.

Es decir, debe garantizarse la correcta operación del sistema con las medidas propuestas por el solicitante de la exención.

En Europa se hace un test de inversión basado en la deseabilidad del acceso que también consideramos deseable en el mercado colombiano:

- el nivel de riesgo de la inversión debe ser tal que no se haría la inversión sin la exención;

Pero, como se explicó en el documento de Alternativas, este test aumenta el peso de la prueba sobre el solicitante y puede sesgar la inversión.⁵

Podría decirse que sólo cuando el acceso fuese un instrumento convencional de competencia debiera exigirse, pero en esas situaciones una empresa competitiva estaría interesada en brindar acceso de manera voluntaria. Si el mercado es competitivo la negativa de una empresa a dar acceso de manera voluntaria sería el simple resultado de no querer compartir su ventaja competitiva legítima con otros competidores. Valga decir que si el mercado es competitivo el acceso no debiera ser una obligación con independencia de si es o no necesario para rentabilizar la inversión.

Por estos motivos, en actividades potencialmente competitivas el peso de la prueba debería recaer sobre la autoridad y no sobre el solicitante. La CREG debe demostrar, si el solicitante ha demostrado que no hay efecto sobre la competencia, que la exención no es necesaria para que se haga la inversión a partir de la información presentada por el solicitante.

Así, las exenciones deben analizarse caso por caso, como si la inversión fuese una fusión y bajo el principio de que cada inversión es única en sí misma. Esto implica que el peso de la prueba, en el test de competencia, recae sobre el solicitante de la exención. En la solicitud de exención se deben explicar claramente las razones por las cuales el tratamiento regulado de la infraestructura no brinda los incentivos necesarios para su construcción ya que debe demostrarse que la exención es el factor que viabiliza la nueva inversión y el regulador debe demostrar que esta argumentación presentada por el solicitante no aplica. La CREG analizará la aplicación de este test.

Es importante que el regulador pueda dar exenciones parciales y no sea una consideración de exención/no exención. De esta manera, la exención parcial puede aplicar a una o varias de las reglas de acceso enunciadas arriba o a partes de la infraestructura en cuestión o a una parte de los volúmenes en cuestión.

La exención de acceso de terceros significa que las tarifas pueden resultar en cierto grado de discriminación entre usuarios, que la empresa se reserve parte de la capacidad para uso propio o que los contratos puedan ser de plazo diferente al que el regulador fijaría. A pesar de la flexibilidad que tiene el regulador de fijar tarifas de acceso, la posibilidad de que la empresa pueda decidir sobre sus propias tarifas brinda una libertad que puede ser importante y legítima en algunas situaciones.

⁵ Puede ocurrir que una inversión sin exención sea rentable pero que el inversionista prefiera no dar acceso por ser una ventaja competitiva. Es decir, en esta situación se pasarían los tests de competencia pero no se pasaría el test de exención, el mercado sería competitivo pero se exigiría acceso a terceros, lo cual es un requisito asociado a infraestructuras esenciales y no a infraestructuras reproducibles como son las competitivas.

Finalmente, para garantizar el acceso e impedir subsidios cruzados:

- la infraestructura será propiedad de una persona natural o jurídica distinta de los gestores del sistema de las redes en que vaya a construirse la infraestructura;
- la empresa que lleve a cabo la operación de la infraestructura estará separada contablemente de otras actividades reguladas.

1.1.2 Financiación de inversiones

El regulador también debe permitir que inversiones eficientes se financien. Al respecto, vemos que la tendencia de la CREG a regular está basada, generalmente, en una regulación por incentivos que no converge a costos y que, por tanto, puede afectar la financiabilidad de estas inversiones.

La razón es que muchos de los costos de la CREG no corresponden a costos de las empresas sino a costos de la actividad o costos estandarizados. Esta metodología tiene problemas porque las tarifas no reflejan los verdaderos costos para la economía sino los costos que estima la CREG.

Al respecto consideramos que la manera más apropiada de financiar inversiones de manera eficiente la brinda la regulación por incentivos orientados a costo de la empresa. Esto implica que el regulador da incentivos fijando las tarifas a niveles que cubran el CAPEX y el OPEX esperado pero que permitan con una gestión eficiente recuperar los costos incurridos por la empresa.

Los costos eficientes no son costos estándares, son los costos que incurre una empresa eficiente y el regulador debe demostrar que la empresa regulada no es eficiente. En la práctica el peso de la prueba se revierte y es la empresa la que debe demostrar que lo es.

Los reguladores – incluido el regulador colombiano – tienden a desconfiar de manera sistemática de los costos reportados por las empresas por motivos que no siempre son muy claros. Las razones que principalmente se esbozan cubren dos casos diferentes:

- Información creativa de las empresas;
- Ineficiencia de las empresas.

Sobre el primer tema la práctica regulatoria ha exagerado más de lo que la teoría económica preveía. La idea de información asimétrica se ha interpretado en un espectro que cubre desde fraude hasta contabilidad creativa, pero la verdad es que sólo los casos de contabilidad creativa caben en estos casos de información asimétrica. El fraude, engaño y demás prácticas deshonestas no es posible sostener para una empresa seria con obligaciones muy exigentes de develar

información al regulador, como no lo es tampoco en los casos de declaración de impuestos.

Esta analogía nos sirve para explicar el punto, así como la evasión es ilegal y se controla cruzando información de la empresa con información de sus proveedores, la elusión es legal aunque ineficiente. Por eso el regulador debe establecer estándares claros de contabilidad, reglas de imputación de costos, tratamiento de la depreciación, capitalización, etc. que permitan que la información asimétrica debida a “ruido” en la información desaparezca o que la elusión no se presente. De la evasión se encargará analizando los comprobantes contables de las empresas.

Con la adopción de dichos estándares, la parte de reporte “creativo” de información de las empresas se minimiza. Pero el problema de ineficiencia de la empresa persiste. Al respecto, debemos ser perfectamente claros que la eficiencia no es un asunto estático y determinístico sino que la eficiencia de una empresa debe descubrirse por medio de la operación; una empresa no sabe todo lo eficiente que puede ser sino debe intentarlo en su día a día y sus accionistas y el mercado le impondrán una disciplina para que así sea. El regulador, en cambio, le dará incentivos para que la empresa reduzca costos y, posteriormente, estas ganancias sean compartidas con los consumidores.

Este estándar único de eficiencia que los reguladores quieren aplicar no se cumple ni siquiera en un entorno competitivo donde las empresas difieren en su eficiencia. En un momento dado del tiempo, en un mercado competitivo, existe una gran heterogeneidad en la eficiencia de las empresas y con el paso del tiempo las empresas más eficientes crecen debido a su mayor eficiencia y menores costos.

En regulación el regulador puede lograr algo similar. Es evidente que el grado de desconocimiento de la eficiencia de una empresa que tiene un regulador es superior al de la empresa misma y, por este motivo, no tiene manera de *saber* cuál es la eficiencia de una empresa por mera observación estática. Lo único que el regulador puede hacer es *inferirla* por medio de la regulación por incentivos y por medio de la desautorización de *procedimientos* poco eficientes de gestión ya que no puede desautorizar los *resultados* por no conocer cuáles serían los resultados que obtendría una empresa eficiente.

Las empresas tienen incentivos a ser eficientes y el regulador la obligación de generar un ambiente regulatorio que permita que las empresas se queden con algunos beneficios de serlo. El regulador da incentivos y las empresas, por medio de la maximización de ganancias, alcanzan eficiencia. Los incentivos que el regulador brinde deben ser previsible lo cual no implica, necesariamente, una regulación estable, como se cree generalmente, sino una regulación previsible, una regulación en que las empresas puedan esperar la forma de la regulación no esperar que su remuneración sea constante.

Flexibilidad

Esto se logra por medio de una regulación por incentivos basada en los costos de la empresa no en otros costos.

1.1.3 Deseabilidad de inversiones en flexibilidad

Estos principios de regulación y la forma de decidir exenciones de acceso forman el vínculo común de la regulación de nuevas inversiones.

Pero puede ocurrir que las inversiones no se estén contemplando a pesar que sean deseables. En el documento de Alternativas enumeramos varias razones por las cuales podía ocurrir esto pero la que es importante es que sea debido a la regulación.

La regulación puede impedir que afloren ciertas ventajas porque:

- Algunos costos se socialicen (el consumidor no ve el costo que impone al sistema);
- Las tarifas no reflejen costos de la empresa.

El primer caso es conocido en Colombia en transporte y viene de dos motivos principales:

- Falta de reglamentación de servicios de flexibilidad (parqueo, linepack, etc.);
- Aproximación ordinal de los cargos de transporte;

Pero es también problemático que los costos de las empresas no se revisen o analicen. Es así como, por ejemplo, una inversión en almacenamiento podría reducir los costos de transporte, pero que el regulador no autorice la inversión porque no analiza los efectos que esto tiene sobre los costos de la empresa regulada.

Esto hace necesario que se realicen estudios costo beneficio de inversiones en flexibilidad. Consideramos que la entidad mejor formada para hacerlos sea la UPME y que, en el caso que los costos superen a los beneficios, el regulador se apoye en estos estudios cuando sean presentados por los interesados. Estos estudios deben realizarse dentro del nuevo papel que proponemos para la UPME de realizar un planeamiento indicativo de transporte-producción de gas.

1.2 Exportaciones

Los tres temas, acceso, regulación por incentivos y los estudios costo beneficio de inversiones en flexibilidad, discutidos en el apartado anterior, son comunes a las inversiones de exportación, importación y almacenamiento que se analizan ahora.

El tema de las exportaciones es de fundamental importancia porque es la manera natural de aumentar el tamaño del mercado colombiano y, por ende, los incentivos a explorar y a atraer inversiones al sector.

El problema principal de las exportaciones es generar la suficiente credibilidad en las autoridades regulatorias de tal manera que los inversionistas consideren que sus contratos de exportación serán respetados aún en momentos de estrés del sistema.

Consideramos que este respeto debe ser coherente en todo momento del tiempo aunque somos conscientes que puede ser muy difícil para cualquier autoridad, colombiana o extranjera, exportar gas cuando existe demanda insatisfecha en el país de origen. Esta dificultad es mucho más seria en la medida que el racionamiento sea prolongado como puede ocurrir en el caso colombiano.

Se considera que el exportador, y el importador también, estarán dispuestos a aceptar una probable interrupción pero querrán que se respete su contrato de exportación y que el causante de la interrupción sea responsable de las compensaciones asociadas a la interrupción de las exportaciones.

Pero, aunque es importante contemplar la posibilidad de racionamiento, es más importante lograr que la posibilidad de interrupción sea baja. Por esto consideramos que debe generarse credibilidad también en el momento de inicio de las exportaciones.

Así, proponemos dos medidas para generar la credibilidad necesaria:

- Una medida asociada al racionamiento (compensación);
- Una medida tomada en el momento de aprobación de la exportación (“acceso al gas de exportación”).

Las dos medidas se explican a continuación.

1.2.1 Compensación

El mecanismo de compensación se presenta en el momento de declaración del racionamiento y funciona dentro del mecanismo de racionamiento que recomendamos en la Sección 4 abajo.

En el mercado de desvíos – situación racionamiento – la cantidad de exportación se oferta en su totalidad. La oferta que hace el exportador al mercado es por un volumen igual al contrato de exportación a un precio de oferta igual al valor de la compensación pactado con el comprador extranjero.

De esta manera, la oferta de gas es igual a la cantidad de producción para el mercado doméstico más la cantidad disponible para exportaciones. La demanda de gas se forma a partir de los costos de las compensaciones de cada uno de los

Flexibilidad

agentes que ha suscrito gas en firme como se explica en el mecanismo de racionamiento más abajo.

Con el mecanismo de compensación la exportación constituye oferta adicional al sistema y un precio spot generado con base en costos y no con base en precios. Así, la demanda de gas en firme puede requerir una interrupción a la exportación. La compensación la pagarán los productores que no puedan honrar sus contratos en firme.

1.2.2 Acceso previo de la demanda interna

Una parte muy importante para que no se interrumpan las exportaciones es darle la posibilidad a la demanda interna a participar en el proceso de desarrollo de una exportación, o en el proceso de acceso al gas de exportación, más que a la infraestructura de exportación que ya fue desarrollado en un apartado anterior.

El procedimiento sugerido se basa en las siguientes fases:

- Estudio de mercado de la oferta de exportaciones (inversiones en caso de nueva infraestructura);
- Evaluación de las necesidades de la demanda colombiana;
- Motivación de la asignación a la exportación;
- Aprobación del Ministerio de Minas y Energía.

La primera fase es iniciada, documentada y motivada por el exportador sin que tenga que revelar información comercial y sensible a terceros, pero que será conocida por el ministerio de Minas y Energía quien aprobará la exportación. Esto es necesario porque por medio de la aprobación se adquirirían compromisos con el sistema de compensación a las exportaciones.

El exportador presentará en esta fase el plan de negocio de las exportaciones al Ministerio de Minas o los posibles memorandos de entendimiento de los compradores externos.

Luego viene la fase de publicidad de las cantidades de exportación para mirar el interés de la demanda doméstica. En esta fase los posibles compradores presentarán, de manera confidencial, sus ofertas de compra en términos de cantidades y precios. Las penalizaciones de la demanda interna son las establecidas en el mercado de desvíos.

Con base en la demanda de exportaciones y la demanda doméstica, el exportador comparará diferentes ofertas y asignará. Si se asigna al mercado doméstico en su totalidad, la última fase de aprobación del ministerio no es necesaria.

- Si la preferencia es por la exportación (total o parcial) el ministerio aprobará la exportación:
- Si no hay demanda doméstica insatisfecha, la exportación se aprobará sin limitaciones, precisando el alcance de las compensaciones por interrupción en caso que se presente un racionamiento;
- Si hay demanda doméstica insatisfecha en términos no comparables (la exportación es superior desde el punto de vista privado) el ministerio, con el consejo de la UPME, analizará las condiciones de esta insatisfacción e involucrará esta en sus estudios de costo beneficio de flexibilidad y en los planes indicativos.
- Si hay demanda doméstica insatisfecha en términos comparables, el exportador deberá motivar las razones (el test económico utilizado) que lo hacen preferir la demanda externa hasta lograr la aprobación de parte del ministerio.

1.2.3 RP de referencia

En Colombia se prohíbe la exportación por medio de una regla de RP de referencia.

La lógica del RP es que este sería el tiempo en que tardaría en construirse unas facilidades de importación que permitieran cubrir la demanda doméstica. Con los estudios de costo beneficio y la aprobación de las importaciones por parte del ministerio, dicho problema se disminuye.

Es recomendable que se elimine este RP de referencia y se reemplace por el mecanismo sugerido en los dos apartados anteriores.

1.2.4 Agentes exportadores

La exportación es una actividad principalmente comercial y, por eso, debería ser una actividad reservada a los comercializadores (integrados o no).

1.3 Importaciones

La importación puede ser una actividad necesaria a futuro y en un mercado interconectado puede ocurrir que el país sea exportador al mismo tiempo que importador. En Colombia no sería improbable que la importación por el Pacífico – dada la distancia a los campos productores y la demanda industrial y térmica del Valle del Cauca – y la exportación por el Caribe – dados los prospectos de hallazgos en esta zona – se dieran conjuntamente.

Flexibilidad

La importación debe analizarse con las reglas de acceso, o exención al mismo, desarrolladas en un apartado anterior.

1.3.1 Viabilidad actual de una importación

Dada la coyuntura actual de percepción de escasez de suministro y posibles faltantes de gas un estudio de costo beneficio sobre la factibilidad de un terminal de importación y su mejor localización sería conveniente.

1.3.2 Agente importador

Con la reglamentación de acceso que hemos establecido no es la importación una actividad que debe restringirse a ningún comercializador.

1.4 Almacenamiento

Debemos referirnos a dos tipos de almacenamiento, los subterráneos o de flexibilidad estacional y los de superficie o de flexibilidad semanal y diaria.

Los segundos son necesarios para aumentar la confiabilidad del suministro y del transporte. Para minimizar riesgos de interrupción estos almacenamientos son de localización prudente cerca de los grandes centros de consumo (p. ej. el proyecto piloto para Bogotá identificado en el Plan de Desarrollo).

De nuevo, estudios de localización prudente de estos almacenamientos deberían incluirse en el planeamiento indicativo de la UPME. En el Plan se modelizarían los riesgos de interrupción y se podría establecer los centros de consumo donde estos almacenamientos son necesarios. Creemos que en un mercado con las distorsiones actuales es poco probable que surjan los almacenamientos de manera espontánea y nueva reglamentación será necesaria para que los incentivos a construir den las señales eficientes.

La asignación al transporte o la distribución de estos almacenamientos no es posible a priori. Puede decirse que muchos de los beneficios del almacenamiento los disfrutará la demanda y por eso debieran adjudicarse al distribuidor.⁶

Pero también el transportador podrá beneficiarse de los almacenamientos al reducir sus indisponibilidades, mejorar la coordinación de la operación, aumentar la oferta de servicios de flexibilidad, etc.

⁶ Con ese criterio podría decirse que muchos de los beneficios los disfrutará el productor, porque podría cubrir su indisponibilidad y reducir penalizaciones. Pero también se beneficia ya que los montos de las penalizaciones esperadas son menores porque el consumo podrá ofertar esta flexibilidad en el mercado de desvíos. De cualquier manera, localizar el almacenamiento cerca al campo es someterlo a riesgos de indisponibilidad similares a los que piensa resolver y mejorar la confiabilidad del campo es algo que ya puede hacer.

Esta indefinición del beneficiario es solo el resultado de lo caprichoso que es la división distribución-transporte en estos sistemas y en situaciones de crecimiento y lo difícil que es separar su operación.⁷ Si los procedimientos actuales de coordinación fuesen apropiados o estuviesen regulados los servicios de flexibilidad es probable que el promotor eficiente se presentara de manera clara. En la situación actual el promotor eficiente puede resultar de la falta de regulación.

En cualquier caso lo importante no es quien sea el propietario sino el acceso que se de a la infraestructura a terceros y la fijación de las tarifas de acceso. Probablemente los criterios de acceso y exención establecidos arriba pueden ayudar en este tema. En la situación actual el promotor que surja es, muy seguramente, el doliente de la regulación actual y más que preocuparse con asignárselo a un tercero o hacer convocatorias de adjudicación sería conveniente permitirle desarrollarlo con eficiencia.

El almacenamiento subterráneo tiene grandes posibilidades en Colombia porque es el que mas se acomoda a las demandas de flexibilidad de los generadores térmicos. Una cantidad estacional – el verano de un fenómeno de El Niño – de gas almacenada en la cual la capacidad de extracción del almacén sea igual a la demanda de gas diaria del generador en un fenómeno de El Niño es una solución apropiada.

Obviamente podría pedirse a los productores que almacenaran esa cantidad de gas en el yacimiento lo cual resultaría más económico que “reservar” la demanda en firme de la actualidad. Pero esto se puede hacer difícil en campos en proceso de declinación y debe contemplarse la posibilidad de hacerlo fuera de los campos en producción.

La viabilidad de estos almacenamientos puede provenir de las obligaciones de contratos para respaldar las obligaciones de energía firme de los generadores térmicos. De esta manera, podrían respaldar sus obligaciones fuera de Niño (o adicionales a los cinco meses de almacenamiento) a través de contratos interrumpibles o por medio de los contratos de combustibles líquidos.

Sería necesario, sin embargo, que respaldaran el transporte de gas con contratos en firme.

Dada la baja disponibilidad de flexibilidad actual es probable que cualquier análisis de poder de mercado en el mercado de flexibilidad concluyese que el

⁷ En Inglaterra, el transporte y la distribución han estado gestionados por la misma empresa, Transco, durante la liberalización. Recientemente, 2007, Transco decidió vender dos empresas distribuidoras para reducir su exposición a riesgo regulatorio y se tuvo que introducir un código detallado de la manera de coordinar la operación de estos activos separados. No se tiene en Colombia procedimientos claros para esta coordinación.

almacenamiento debe ser regulado con libre acceso. En ese caso, la infraestructura puede desarrollarla

Como el almacenamiento cumple funciones similares a las del transporte y a las de la comercialización podría asignarse a los transportadores y gestionarse el acceso de los comercializadores por medio de reglas transparentes de asignación. Estas reglas pueden ser subastas que desgraciadamente tienen cierta dificultad porque se subastan tres productos complementarios.

En esencia el uso del servicio de almacenamiento comprende tres servicios: inyección, el almacenaje propiamente dicho y la extracción del depósito. La venta de estos tres productos como un producto desagregado utilizando un formato de subasta apropiado (una forma de subasta dinámica) puede llevar a alcanzar los resultados más eficientes.⁸

Sin embargo, la costumbre en otros países y la práctica de este tipo de subastas combinadas hacen sensato subastar los tres productos de manera acoplada definiendo, por supuesto, las tasas de extracción e inyección por adelantado.⁹

De esta manera, los tres productos se podrían vender fijando un ratio entre las capacidades de inyección, almacenamiento y extracción. Combinar los tres productos en uno solo facilita el desarrollo de estas subastas.

Si el dueño del almacenamiento es un transportador, es importante que los ingresos de venta de acceso formen parte del ingreso regulado de la empresa. De esta manera el gas almacenado es propiedad del comercializador y el transportador recibe ingresos de venta de capacidad, de almacenamiento propiamente dicho y de inyección y extracción. El gas para transacciones comerciales es de los comercializadores y el gas de colchón se debe valorar a costo de adquisición.,

En caso que el almacén fuese desarrollado por un agente comercializador, sería importante que se separara la empresa que gestione el almacén de las actividades del comercializador para tener transparencia respecto de las tarifas de almacén, extracción e inyección. Si a futuro se consigue un mercado competitivo de flexibilidad, estas restricciones podrían eliminarse.

⁸ En un mercado liberalizado el valor de los tres productos puede diferir para cada agente y diferentes combinaciones de estos tres productos pueden tener diferente valor. De esta manera, en un mercado liberalizado el valor de los tres productos es superior cuando se pueden combinar los tres productos en la forma en que los agentes lo prefieran.

⁹ Por eso la alternativa más interesante desde el punto de vista del dueño de la infraestructura es subastar el producto de manera desacoplada o desagregada (unbundled). Sin embargo, dicho enfoque requiere de un diseño de producto y de subasta que difícilmente se cumpliría con los plazos previstos por la Orden.

2 Confiabilidad

En el tema de confiabilidad, tan importante para el mercado colombiano, abordamos cuatro asuntos principales:

- las reformas institucionales recomendadas,
- el planeamiento indicativo del transporte (y la producción y demanda asociada);
- el reconocimiento de costos de transporte; y, finalmente,
- la forma en que funcionaría un mecanismo de racionamiento.

Estos temas se discuten a continuación.

2.1 Reformas institucionales

Antes de abordar otros temas de la confiabilidad sería necesario proponer algunas mejoras al actual marco institucional colombiano en lo que tiene que ver con la operación y planificación del sector de gas. En este destacan una pérdida paulatina de control de las autoridades regulatorias y un gran vacío en reglas de operación que se hace evidente por la ausencia de protocolos de operación y de coordinación de las diferentes fases.

No es motivo de esta consultoría desarrollar los protocolos de operación pero si se ha podido constatar que en situaciones anormales, como las asociadas al fenómeno de El Niño, los procedimientos son informales y dependen de la buena voluntad de las partes involucradas. Esto no es una garantía para el mercado porque muchas de las decisiones operativas tienen implicaciones comerciales. Tenemos conocimiento que al CNO está trabajando en el desarrollo de estos temas y parece la entidad más idónea para hacerlo. Sería conveniente que sus recomendaciones fuesen adoptadas como regulación o que formaran la base del reglamento de operación del Gestor Técnico del Sistema y de los operadores de las redes de transporte.

La figura del Gestor Técnico del Sistema que proponemos es nueva en el mercado colombiano. Proponemos se constituya una entidad independiente que coordine la operación técnica de los sistemas de transporte existentes. Sería la entidad con la responsabilidad de la gestión técnica del sistema de transporte de Colombia, y su función es la de garantizar la continuidad del servicio y la seguridad de suministro. Lo haría por medio de la coordinación de los transportadores actuales con criterios de actuación independientes, objetivos y

transparentes fijados en los protocolos de operación que se desarrollen en el futuro cercano.¹⁰

Funciones claras del GTdS serían las siguientes:

- Coordinación de mantenimientos de activos de producción y transporte;
- Coordinaría nuevas conexiones de activos de producción, transporte o nueva demanda;
- Daría concepto a la CREG en casos de denegación de acceso a infraestructura con acceso a terceros;
- Liquidaría los desvíos de los agentes que toman más o menos de las cantidades especificadas en sus contratos (ver mercado de desvíos);
- Gestionaría el recaudo de los agentes participantes del mercado que incurren en desvíos para lo cual tendría que solicitar las garantías de contraparte necesarias;
- Supervisaría y gestionaría el mercado de desvíos;
- Concentraría la información reportada por los agentes, la divulgaría de manera que permitiese una gestión eficiente del sistema y la procesaría de manera a informar al Ministerio, la UPME y entidades encargadas de mantener una oferta eficiente;
- Haría informes sobre la operación de los mercados primarios y secundarios de gas;
- Realizaría análisis de balance de gas en el corto, mediano y colaboraría con la UPME en la realización de los balances de largo plazo así como los estudios costo-beneficio de inversiones en flexibilidad;
- Analizaría la integridad del sistema a corto y mediano plazo para informar a las entidades encargadas de posibles racionamientos, problemas de la infraestructura, etc.
- Gestionaría los almacenamientos;
- Las demás necesarias para llevar a cabo su función

¹⁰ Creemos que la ausencia de protocolos es un asunto muy grave para el funcionamiento de este mercado.

Asimismo, proponemos un fortalecimiento de las labores de la UPME en cuanto a ser el autor del planeamiento indicativo.

2.2 Planeamiento indicativo

Otro asunto del mercado colombiano que llama la atención es la ausencia de una planificación centralizada del transporte. Al respecto todos los respondientes que mencionan este tema en las consultas realizadas han expresado el convencimiento de que ésta es necesaria.

Una planificación indicativa permitiría conocer y poner en disposición de todo el mercado la mejor versión del planeamiento de mediano y largo plazo. Permitiría conocer también las necesidades de gas, los posibles campos productores, las infraestructuras necesarias y servirían de base para los análisis costo beneficio de las inversiones en flexibilidad.

El planeamiento indicativo que realizaría la UPME tendría dos funciones:

- Centralizar información (de ahí lo importante que es la colaboración del GTdS en su elaboración);
- Permitir identificar a la UPME las inversiones en flexibilidad que el mercado no detecta pero que pueden ser objeto de un análisis de costo beneficio. El análisis costo-beneficio permite:
 - Ayudar a la CREG a ver por qué inversiones necesarias no parecen atractivas a los inversionistas y mejorar así la regulación;
 - Servir de insumo a la CREG para el reconocimiento de inversiones en flexibilidad.

La entidad más idónea, por realizar también los planes en el sector eléctrico, es la UPME y, como es el caso en el sector eléctrico debe apoyarse en el CNO y en el GTdS además de asegurarse de llevar a cabo un proceso participativo.

Dentro de la realización del Plan, o en informes periódicos, la UPME también analizará el desarrollo de los proyectos de expansión del transporte e informará al ministerio.

2.3 Redundancia en el transporte

La principal recomendación en cuanto a la redundancia en el transporte está asociada a la forma de regulación de la CREG y la forma en que evalúa los costos a reconocer. Esta discusión se hizo, de manera extensa, en la Sección 1 de este informe y no es pertinente abordarla en este momento.

Asimismo, consideramos que, en el transporte de gas, el momento más crítico para el regulador es la aprobación de una inversión en la base de activos y por eso proponemos:

- Un criterio de eficiencia asociado a capacidad en el momento de su inclusión en la base tarifaria;
- La ausencia de revisión de la eficiencia de un activo una vez incluido en la base de activos de la empresa;
- Una regulación por incentivos basada en costos;
- Una metodología de tarifas basada en el Costo Marginal de Largo Plazo para gasoductos congestionados (en capacidad) y de costo histórico para inversiones con exceso de capacidad.

Asimismo, proponemos algunas medidas sobre metodología de capacidad en la sección sobre el hub.

2.3.1 Criterio de “eficiencia”

Sugerimos en el documento de Alternativas que el factor normativo fuese aplicado a capacidad contratada y no a volumen. La razón es que las inversiones se dimensionan para la punta y no para mantenerse llenas de manera permanente.

Así, se recomienda:

- Un factor normativo histórico y no “*forward looking*” para el transporte y por capacidad en lugar de volumen;
- Una revisión regulatoria de las inversiones en transporte en el momento de su presentación pero una vez aceptadas no incurrir en su revisión en revisiones regulatorias posteriores (es decir una vez aceptada una inversión y su inclusión en la base de activos no se modifica la base de activos más que por depreciación y nuevas inversiones);

Estas medidas pueden generar cierta holgura en el sistema que permita dar credibilidad al regulador sobre su ausencia de intervención en situaciones deficitarias.

2.3.2 Mecanismo de open seasons

El procedimiento de *open seasons*, descrito en el Anexo 1, también sería provechoso para que el regulador pudiese constatar la razonabilidad de la inversión en el momento en que se realiza.

Confiabilidad

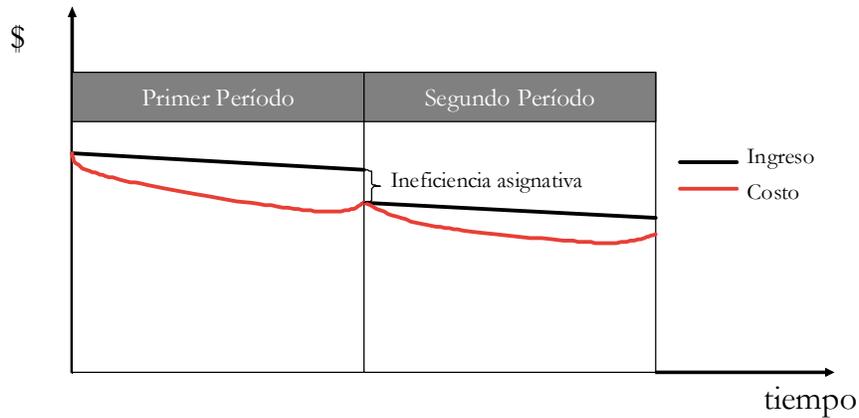
2.3.3 Regulación por incentivos en el transporte

Se recomienda una regulación por incentivos – en el sentido de no reconocer todos los costos, sólo los eficientes pero demostrado por el regulador – en lugar de ir a una regulación cost-plus. La razón es clara y se debe a que el mecanismo de incentivos permite reducir costos y fijar tarifas que reflejen los costos.

En este modelo el ingreso fijado por el regulador está relacionado con los costos de la empresa pero puede diferir durante el período regulatorio porque la empresa al reducir sus costos de producción en busca de la maximización de ganancias hace que sus costos sean inferiores a sus ingresos.

Así, para dar incentivos a alcanzar eficiencia técnica (reducción de costos) durante el período tarifario, el regulador permite que los costos difieran de los ingresos y los alinea en el momento de la revisión tarifaria. La siguiente figura lo ilustra:

Figura 1. Regulación por incentivos



La economía dice que las tarifas deben estar basadas en los costos marginales de producción, es decir en el costo de producir una unidad adicional (también denominado costo incremental) o en el ahorro de producir la última unidad producida (también denominado costo evitado). La razón es que hacerlo de otra manera no es eficiente, si se fijara un precio más alto se dejarían consumidores interesados en consumir el bien sin acceso al bien y, de fijar un precio más bajo, dejarían de producirse unidades que el mercado valoraría.

La razón de basar las tarifas en costos incrementales estriba en el costo incremental es el costo que la sociedad ahorra o incurre en producir una unidad menos o mas del producto en cuestión. Basarla sobre un costo no incurrido por esa sociedad, al utilizar un costo hipotético o de otra empresa, no representa lo ocurrido en la sociedad en cuestión sino lo que ocurriría en otro país, en otra

situación o, en el peor de los casos, en una situación hipotética. Claramente, remunerar empresas que deben desempeñar sus funciones en un entorno real y atraer capital en competencia con otras empresas por medio de costos hipotéticos es un ejercicio que no cumple con los principios económicos de escasez.

Es por eso que la regulación por incentivos debe definirse de manera más correcta como “regulación por incentivos basada en costos de la empresa”. Existen razones de peso para utilizar los costos de la empresa como medida primaria para la determinación de los costos que pueden resumirse en los siguientes términos:

- Eficiencia asignativa (los ingresos de la empresa se ajustan a sus costos);
- Incentivos a reducir costos a la empresa con herramientas que pueda controlar;
- Necesidad para la empresa de conocer qué hace bien y qué hace mal para poder actuar.

Basar la remuneración de la empresa en un estándar diferente al propio es una mala regulación que debe ser evitada.

2.3.4 Tarifas

Las tarifas deben reflejar el costo incremental de capacidad o, cuando este no es necesario, el costo de reducir capacidad. Por eso dependen del grado de congestión del gasoducto.

En el caso del transporte el costo incremental es función del grado de congestión del gasoducto. Si el gasoducto está congestionado se debe pensar en los costos de ampliar la capacidad que es lo que dará la señal de expansión necesaria. El costo relevante en situación de congestión es el marginal de largo plazo que ha sido utilizado en Colombia. Si el gasoducto no está congestionado el valor relevante de los activos es costo contable actual (depreciado en su momento).

CMLP

En casos de congestión, satisfacer la demanda implica la necesidad de construir nueva capacidad en el futuro cercano y a la necesidad de utilizar costos marginales de largo plazo (CMLP) en lugar de los de corto plazo. Esto implica que las tarifas sólo son iguales a los costos en un momento específico del tiempo, cuando se amplía la capacidad las tarifas suelen estar por debajo del costo y suben en la medida en que se congestiona la infraestructura. El CMLP constituye entonces, una media de todos estos valores.

El hecho que el CMLP incluya una remuneración por capacidad, no significa que el costo de la capacidad se cobre a todos los usuarios porque el costo de

Confiabilidad

capacidad en las tarifas que se diseñen puede variar dependiendo de la hora de consumo. Es así como consumidores que consuman en horas fuera de punta no deben pagar el costo de capacidad sino que éste debe atribuirse únicamente a los consumidores que consumen en la punta que, por causalidad, son los que demandan dicha capacidad. En otras palabras, el principio de causalidad indica que los consumidores que consumen durante la punta del sistema son los que han hecho que sea necesario dimensionar la red en ese tamaño.

2.3.5 Costo contable actual

Cuando la contabilidad lo permita, el costo contable actual no es más que el costo de inversión del activo, depreciado y actualizado por inflación. Este es el costo relevante para el inversionista y es el costo de reducir la demanda. Es por esto el apropiado en el caso de gasoductos no congestionados.

2.4 Mecanismo de racionamiento

De acuerdo a la legislación colombiana, el racionamiento debe ser declarado por el Ministerio de Minas pero sería conveniente que se estableciera a partir de los análisis del Gestor Técnico del Sistema, del Consejo Nacional de Operación de gas, CNO, y de la Comisión Asesora de la Coordinación y Seguimiento de la Situación Energética, CACSSE.

Una vez declarado el mecanismo de racionamiento, todos los contratos en firme deben ofertarse en el mecanismo de desvíos (ver la Sección 4) suprimiéndose los mercados primario y secundario de gas. Esto contribuiría a aumentar la transparencia del sistema que en una situación de emergencia es muy importante.

Asimismo, el mercado de desvíos pasará a cerrarse 12 horas antes de la entrega para que haya tiempo de ajustes, pueda adoptar el papel del mercado primario y secundario y para asegurarse que la demanda haga todos los esfuerzos necesarios para hacer unas previsiones de demanda acordes con la realidad y que los consumidores en firme evalúen la posibilidad de sustituir gas por algún sustituto y que tal sustitución sea factible.

Así, la demanda presentada al sistema puede incluir ofertas de reducción de la demanda de usuarios que tengan posibilidades de sustitución en cuyo caso deberán presentar el precio de la sustitución al mercado. Esta sustitución debe ser viable en los plazos ofertados de 12 horas antes de la entrega.

Las necesidades de la demanda se presentarán en cada uno de los hubs de acuerdo a sus contratos en firme de transporte y suministro en el punto de entrega. De esta manera, la demanda presentada podrá ser menor o igual a la suma de contratos en firme pero no podrá, en ningún caso, ser superior y corresponderá, en la medida de lo posible, a la demanda real pudiéndose establecer, en el evento, penalizaciones por desvíos en la demanda real de lo presentado al Gestor del Sistema.

La demanda tendrá escalones porque las empresas comercializadoras podrán presentar demandas asociadas a los costos de interrupción. De esta manera, las empresas de distribución presentarán las penalizaciones fijadas por la CREG por interrupción a usuarios de mercado, las empresas que comercializan a estaciones de servicio de distribución de GNV presentarán el costo del sustituto (precio de la gasolina o ACPM, según el caso) y los generadores térmicos ofertarán el precio de desvíos por no generar. En suma, la demanda se compone de los costos de interrupción de los usuarios con contratos en firme.

La oferta presentada al mercado debe corresponder a las cantidades de producción de los campos a precios asociados a precio de contrato en firme, presentándose las ofertas de cantidades no comprometidas en contrato a costo pudiéndose pedir, en caso necesario, explicación de las ofertas de los vendedores de desvíos. Toda la capacidad de producción debe ser ofertada así como la oferta de exportaciones.

La oferta de exportaciones se hace a costo de penalización, conocido de antemano en el proceso establecido en la sección de exportaciones.

Es obvio que no se presentará ni oferta ni demanda interrumpible al mercado de desvíos y que demandas de gas no amparadas en contratos en firme tampoco podrán presentarse al mercado aunque pueden ser satisfechas por un mecanismo fuera del mercado.¹¹

Así una situación de racionamiento es aquella en la cual la capacidad de producción para el mercado doméstico es inferior a la demanda comprometida en contratos en firme. Ahora bien eso puede implicar que mucha demanda en Colombia esté en una época de racionamiento comprometida en contratos interrumpibles o está comprando en el mercado de desvíos y mucho depende de las cantidades ofrecidas en las subastas de liberación de capacidad propuestas. Esta oferta dependerá, en parte de:

- Los precios del mercado de desvíos y sus penalizaciones;
- El diferencial de precios de los contratos firmes e interrumpibles en la subasta;
- La aversión al riesgo de los productores;
- Las restricciones de oferta del gas interrumpible en el mercado de desvíos (podrán ser ofertados por el productor a menos que se determine poca oferta de gas en firme);

¹¹ Como los productores no tienen que vender toda su capacidad de producción en contratos, se introducen incentivos para que lo hagan. Ver sección sobre poder de mercado.

- La obligación de compra en firme impuesta por el regulador.

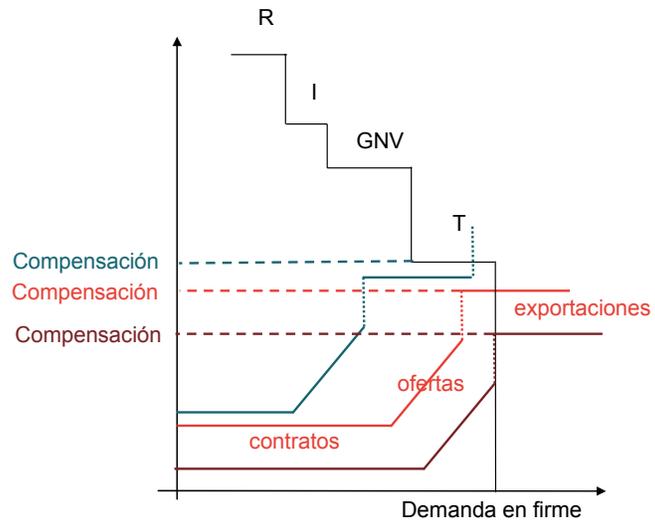
El mercado de desvíos establecido en la Sección 4 se convierte en un mecanismo de racionamiento en un mercado en el que se oferta toda la capacidad de producción y toda la demanda de contratos en firme. Esto lo convierte en un mercado mucho más grande pero también más transparente.

Pueden ocurrir las siguientes situaciones:

- Demanda de contratos en firme superior a capacidad de producción doméstica:
 - Exceso de demanda inferior a exportaciones: se activa la compensación por exportaciones;
 - Exceso de demanda superior a exportaciones: compensación se fija en la demanda insatisfecha;
- Demanda de contratos en firme inferior a la capacidad de producción doméstica: precio de compensaciones igual a la intersección de la oferta y la demanda

Las compensaciones las pagan los comercializadores que no cumplen sus contratos en firme. Si existe demanda de gas – no firme – insatisfecha a precio de exportación, ésta podrá pagar la compensación al exportador de manera bilateral. Este precio no afectará el mecanismo de formación de precios de compensación.

El siguiente gráfico ilustra los principales componentes del mercado en situación de racionamiento.

Figura 2. Mecanismo de racionamiento

3 Poder de mercado en suministro

En esta sección presentamos algunas propuestas sobre la manera en que los grandes campos puedan vender gas a futuro. El mecanismo sugerido es una subasta de liberación de capacidad.

3.1 Subastas de liberación de capacidad

El problema de poder de mercado es un problema transitorio por definición a pesar que las perspectivas de que mejore en el corto plazo son bajas. Por este motivo es mejor diseñar mecanismos transitorios o condicionados a la situación competitiva del mercado.

Por eso se sugiere que las medidas tomadas se restrinjan a los operadores dominantes del sector o a quienes explotan campos de manera conjunta con estos operadores.¹² La razón de incluir a estos últimos en el sistema es que su función de beneficios es la misma del operador dominante en ese campo y, por ese motivo además de los documentados en el documento de alternativas, porque los incentivos a la colusión tácita en estos campos son muy altos.

Igualmente, para controlar poderes de mercado locales, todos los campos con capacidad de producción de más de 50 MPCD deberán participar en las subastas.

Se recomiendan las subastas de liberación de capacidad como la medida más apropiada por:

- Sus efectos procompetitivos;
- La fácil reversión de las subastas cuando el mercado sea competitivo;
- La reducción parcial o total de las cantidades vendidas en subasta;
- La familiaridad de los productores con el mecanismo transparente de compra que es una subasta;
- El anonimato de los compradores y la imposibilidad de hacer discriminación de precios de los compradores;
- El hecho que es una medida más coherente con el modelo de mercado escogido en Colombia que las subastas de compra;

¹² Operadores dominantes son los considerados como tales en la Ley 142 de 1994.

- Permite el funcionamiento del mercado secundario por la igualdad de oportunidades de los compradores en mercado primario;
- Permite la existencia de otros mercados necesarios para la labor de los comercializadores;
- Permite la asignación eficiente del gas regulado de Guajira;
- La transparencia del mecanismo.

3.2 Cantidades en subasta

Uno de los problemas respecto a permitir que los productores decidan las cantidades de venta ha podido observarse en la declaratoria de cantidades para ofertar en firme en la cual las cantidades en firme caen de manera rápida en los próximos años. Aunque es probable que las cantidades declaradas sean una respuesta a la definición de gas en firme de la regulación, no deja de ser notoria la sensación de faltante de gas en firme que domina el mercado colombiano.

Entendemos que los mejores colocados para decidir la venta de gas en firme son los productores de gas pero también somos conscientes que un operador con poder de mercado tiene incentivos para restringir las cantidades. Como la demanda colombiana necesita, por las necesidades de sus clientes y las imposiciones del regulador, productos en firme, la restricción de oferta en firme puede ser una estrategia rentable para los productores sin que afecte la posibilidad de vender productos interrumpibles.

Por eso es necesario diseñar un mecanismo que incluya los productos sustitutos. El sustituto más natural de un contrato en firme es un contrato interrumpible de la misma duración. Como se prevén dos puntos de entrega (ver sección sobre contratos completos a continuación), también los operadores declararán las cantidades de estos productos que ponen a la venta.

Las cantidades de los productos interrumpibles y los productos firmes en la subasta serán decididas por los productores a los que aplica la subasta. Para reducir el riesgo de los productores respecto de las cantidades que pueden colocar en el mercado, se les permite que no vendan toda la capacidad de producción en la subasta pero se les obliga a colocar las cantidades no colocadas en contratos (firmes e interrumpibles) en el mercado de desvíos.

Así el productor al que le aplica la subasta podrá decidir:

- Cantidades en firme (QF);
- Cantidades en interrumpible (QI);

Poder de mercado en suministro

- Cantidades en el mercado de desvíos (QD).

De tal manera que el mercado de desvíos es el resultado de:

$$QD = \text{Capacidad de producción del campo} - QF - QI.$$

De esta manera los campos que tengan mucha incertidumbre en su operación podrán contratar poco en firme e interrumpible pero, si las cantidades en desvíos son poco volátiles o muy elevadas, el ministerio podrá restringir la capacidad del productor de decidir sus cantidades en firme con miras a lograr una oferta conveniente de gas en firme para las necesidades de la demanda.

Asimismo podrá, si existe poca oferta en las subastas, fijar penalizaciones a los desvíos de tal manera que se penalice la producción sin contratos en el mercado de desvíos y se logre el objetivo de cubrir con contratos en firme la demanda en firme.

Antes de la subasta, los productores objeto de subasta deberán informar las cantidades en subasta y la composición de las cantidades en firme e interrumpible así como el valor esperado de la producción a ofertar en el mercado de desvíos. Así presentarán información, por campo, de la siguiente manera.

Tabla 2. Oferta en la subasta de capacidad

Campo 1	Capacidad	Firme	Interrumpible	Desvíos
Costa	a+b+c	a	b	c
Interior	+d+e+f	d	e	f

Para asegurarse que existe una composición adecuada de gas en firme y gas interrumpible, la CREG fijará los precios relativos del gas en firme y el gas interrumpible.

Esto se hará por medio de una relación de precios entre los dos productos:

$$P_I = \alpha P_F$$

Donde P_I es el precio del gas interrumpible y P_F el precio de gas en firme y α es una constante:

$$0 < \alpha < 1$$

Que la CREG fijará para cada subasta.

La constante α debe determinarse a partir de un análisis del número de días en que se espera que el gas bajo modalidad interrumpible sea, de hecho, interrumpido multiplicado por la penalización esperada en ese día. Este proceso debe ser interactivo con lo cual los productores presentarán diferentes cantidades

de gas interrumpible, firme y en desvíos de acuerdo a diferentes valores del parámetro α .

Tabla 3. Ofertas de capacidad por campo y α

Campo 1	Firme	Interrumpible	Desvíos	Capacidad
$\alpha = 0,9$	a	b	c	a +b +c
$\alpha = 0,8$	d	e	f	d+e+f
...
$\alpha = 0,4$	x	y	z	x+y+z

Asimismo, la demanda que decida ir a la subasta presentará diferentes estimaciones de su consumo. Con base en estos valores, la CREG podrá determinar el valor de α .

Sin embargo, puede ocurrir que los productores no revelen cantidades de producción en firme e interrumpible compatible con la lógica (mayores cantidades en firme que en interrumpible, o una composición de firme interrumpible que no sea coherente con los valores de α). En ese caso el ministerio podrá fijar un sistema en el cual α dependa de la oferta de gas en firme de tal manera que a mayor oferta en firme mayor valor de α :

$$\alpha = \frac{QF}{QI}.$$

Donde QF son cantidades en firme y QI cantidades interrumpibles.

3.3 Productos

El producto en venta, en las primeras subastas, es un producto take or pay 100% con las condiciones habituales en Colombia de:

- Plazo de pago;
- Período de compensación.

Así como sujeción a todas las reglas de mercado.

Los contratos tendrán una duración de un año y el tiempo entre la fecha de la subasta y la fecha de entrega es de 3 meses para permitir operaciones de cobertura de los productores.

Poder de mercado en suministro

En el futuro próximo se podrán introducir productos adicionales como take or pays de menor valor (80%, 70%, etc.) que no tienen gran dificultad de acomodarse en la subasta por ser sustitutos.

Se subastarán bloques de 1 MPCD de tal manera que se puedan presentar pequeños compradores a las subastas y se puedan asignar todas las cantidades vendidas sin problemas de fraccionamiento.

3.4 Contratos

Los contratos de venta de gas serán diseñados por el regulador conjuntamente con la industria. Se elaborará un contrato estándar en el que:

- Se determinan las condiciones eximentes de la entrega (p. ej. indisponibilidad de transporte)
- Se excluyen mantenimientos programados y se pide al CNO que establezca protocolos de coordinación de mantenimientos entre campos, gasoductos, centrales térmicas, etc.;
- Se entregan en uno de los dos hubs;
- Se asimilará a las condiciones mínimas de contrato establecidas en la próxima sección.

3.5 Organización de la subasta

Sugerimos que la subasta sea organizada por la ANH que sería el administrador de la subasta. Asimismo, la ANH sería el ejecutor de las ofertas de compra de la demanda para lo cual figuraría como intermediario único. Los compradores serían las contrapartes de los contratos de suministro, de tal manera que éstos se firman entre cada productor (asignado a todos los compradores a prorrata) y cada comprador (que firmaría contratos por el número de bloques comprado).

La identidad de los compradores se conoce con posterioridad a la subasta pero éstos deberían suscribir garantías de riesgo de contraparte y garantías de seriedad en la subasta para que los vendedores no tengan dificultades en la suscripción de los contratos.

En la subasta se subastan contratos bilaterales firmados entre la demanda y los productores produciéndose una cantidad de contratos igual a:

Número de productores x Número de compradores en cada nodo

La demanda puede presentar cantidades de compra en cada nodo y arbitrar los precios entre los dos mercados a través de los contratos de transporte que planteamos en la siguiente sección. Los productores podrán hacer coberturas

por medio de contratos derivados sin entrega física referenciados a los precios de los mercados de desvíos del interior y la Costa Atlántica.

La subasta será vigilada por la SSPD.

Los compradores firmarán acuerdos de participación y surtirán requisitos de precalificación y calificación para determinar su idoneidad. Las ofertas que presentan a la ANH para que las presente en la subasta son vinculantes y asimilables a un contrato de compraventa de gas que se materializa en el cierre de la subasta.

3.6 Diseño de la subasta

La subasta es una subasta de reloj ascendente en la cual se arranca de un precio bajo para asegurarse una alta participación en la subasta. Dependiendo del exceso de demanda en la primera ronda se fija un incremento de precio para el gas en firme y un incremento idéntico para el gas interrumpible. La demanda entonces presentará a la ANH ofertas de compra de gas interrumpible y firme que ésta presentará a la subasta.

La cantidad total de interrumpible y firme de cada comprador no podrá ser incrementada durante la subasta. Los compradores sólo podrán presentar instrucciones de compra en las cuales se modifique la composición de la demanda por contratos interrumpibles y la demanda de gas interrumpible y firme en los nodos del sistema.

El precio subirá de acuerdo a una fórmula de exceso de demanda, siendo más alto el decremento entre mayor sea el exceso de demanda.

Solo se restringirá el desplazamiento de demanda de un producto a otro si se genera déficit de demanda.

Los precios de gas en los diferentes nodos no tendrán una relación establecida y se fijarán de acuerdo a las ofertas de compra de la demanda.

3.7 El gas de Guajira

En la actualidad, no parecen existir razones muy claras para liberar el gas de Guajira más que lograr una demanda por gas coherente con la situación de escasez del país y la competencia de otros gases.

Por eso sería factible separar el precio de compra del precio de venta. Para este campo, el precio de compra lo fija la demanda y el precio de venta está representado por el precio regulado. La diferencia entre los dos puede ser una renta para el sistema utilizable en lo que el gobierno considere conveniente.

Para poder materializar esta renta y organizar la subasta se sugiere que la ANH sea el único intermediario de las ofertas de compra. La ANH cobrará un fee de intermediación igual a:

$(\text{Precio de subasta en nodo} - \text{Precio regulado del gas de Guajira}) \times \text{Cantidad de gas de Guajira subastada}$

Si la subasta se cierra por debajo del precio de Guajira, el subastador comenzará a reducir de manera gradual la oferta del gas de Guajira. Esta reducción gradual de la oferta del gas de Guajira hará que se genere exceso de demanda en la subasta y hará que el precio suba. Este proceso continuará hasta que la subasta cierre.

De manera alternativa, si la subasta cierra sin alcanzar el precio del gas de Guajira, el subastador pedirá que la demanda presente ofertas de compra a un precio igual al del gas de Guajira. Los dos procesos son equivalentes si el primer precio de cierre de la subasta es similar al precio del gas regulado.

4 Contratos completos

Para determinar contratos completos, establecemos un mercado de desvíos de contratos (que ayuda a generar penalizaciones de mercado), dos hubs – uno en la Costa y otro en el Interior – una condiciones mínimas de contratos una mejora de la regulación de gasoducto dedicado y unas medidas para la coordinación transporte-distribución.

Estas medidas se explican a continuación.

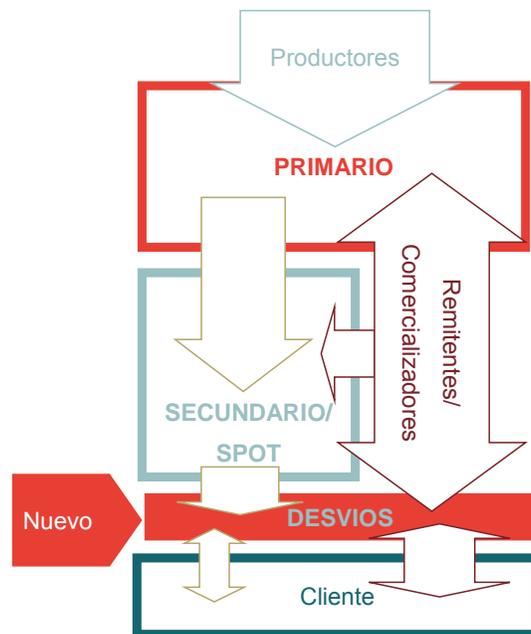
4.1 Mercado de desvíos (spot) de contratos

Una de las propuestas para el mercado de gas en Colombia es la creación de un mercado de desvíos de contratos que constituya el último mercado antes de la entrega de gas. El mercado primario comprende las ventas entre productores y sus compradores (algunos intermediarios, otros usuarios) y el mercado secundario las ventas entre los compradores del mercado primario – ver Figura a continuación – y los usuarios finales.

El mercado de desvíos es una forma de lograr que las desviaciones de las cantidades contratadas en los mercados primario y secundario puedan tener una oferta transparente. No deberían ser cantidades grandes respecto al mercado – después de todo son desvíos entre lo contratado y lo producido/consumido – pero forman la mejor idea de la escasez del recurso cerca al tiempo real. Al ser el mercado marginal también dan una idea del valor de corto plazo del recurso para interrupciones.

Así, el mercado de desvíos también permite generar una señal de mercado de las penalizaciones y obviar los problemas de bajas penalizaciones observados en el mercado. Es la forma más apropiada de hacerlo por no ser impuesta y por no depender de penalizaciones pactadas de manera bilateral en un mercado donde se considera, históricamente y según los análisis de concentración e incentivos, existe poder de mercado. Otro subproducto del mercado de desvíos es que permite generar una señal de precios transparente que haga más fácil la suscripción de contratos y facilite la comercialización de gas (ayudado por supuesto por la existencia de los dos hubs).

En éste mercado se podrán transar las cantidades de gas fuera de contrato y en tiempo real que no hayan sido transadas en los mercados anteriores y se creará el precio de cierre del sistema. Más en concreto, este mercado está destinado a balancear las cantidades consumidas en tiempo real mediante el aprovechamiento de la flexibilidad – comercial y física – de algunos agentes.

Figura 3. Nuevo mercado de desvíos

El funcionamiento del mercado de desvíos – mercados porque uno operará en la Costa y otro en el Interior – se basa en la nominación de los posibles desvíos de consumo/producción de las cantidades contratadas por parte de los agentes con flexibilidad. En concreto:

- Los agentes que, después del mercado secundario, puedan ofrecer aumentos de la cantidad de gas en el sistema nominarán las cantidades adicionales que estén dispuestos a inyectar en el sistema y el precio de esas cantidades. Con las cantidades de todos los agentes dispuestos a aumentar la cantidad de gas se formará la curva de oferta de desvíos a aumentar.
- Los agentes que, después del mercado secundario, puedan ofrecer disminuciones de la cantidad de gas en el sistema, nominarán las cantidades de gas adicionales que estén dispuestos a extraer o a dejar de inyectar en el sistema y el precio de esas cantidades. Con las cantidades de todos los agentes dispuestos a disminuir la cantidad de gas se formará la curva de oferta de desvíos a reducir.

En tiempo real los agentes sin flexibilidad pueden desviarse hacia una mayor o una menor cantidad de gas, es decir, pueden consumir más o menos de lo contratado. Así, al final del día de gas se puede calcular el desvío total del sistema como la diferencia entre el volumen total de gas contratado después del mercado

Contratos completos

secundario y el volumen total de gas transado en el sistema durante ese día. Esa diferencia conformará la demanda del mercado de desvíos y deberá ser cruzada con la curva de oferta pertinente para determinar el precio de los desvíos de ese día de gas.

Es decir, si en total el sistema ha tenido un menor volumen del contratado, la demanda se cruzará con la curva de oferta de desvíos a reducir, mientras que si el sistema ha tenido un mayor volumen, se cruzará con la curva de oferta de desvíos a aumentar.

Una vez determinado el precio, el Gestor Técnico del Sistema identificará a los agentes que se desviaron y se procederá a repartir el costo total de los desvíos entre ellos de forma proporcional a la cantidad desviada de sus contratos.¹³

Para entender mejor el funcionamiento del mercado, presentamos un ejemplo de las distintas fases, explicado en los siguientes apartados.

4.1.1 Formación de las curvas de oferta de desvíos

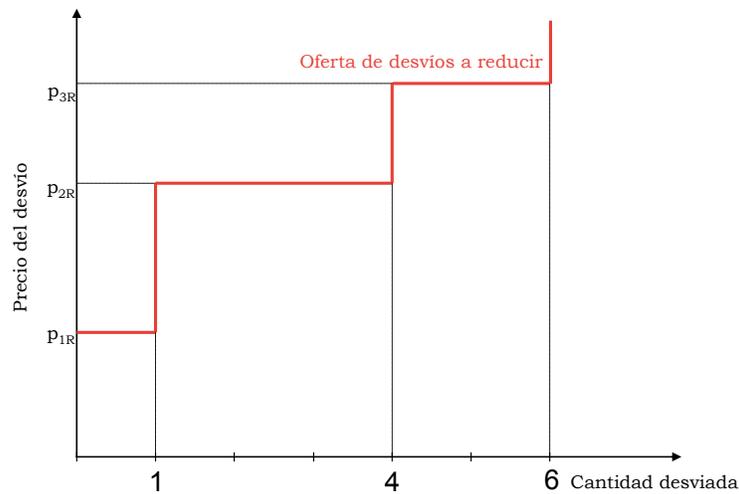
Supongamos que un agente productor (agente 1) tiene un contrato interrumpible con un consumidor por 24 MPCD que va a inyectar en el sistema en el día de gas.

Según su contrato, el consumidor puede ser interrumpido parcialmente ese día, lo que significa que el productor podría poner, digamos 1 MPCD de gas en el sistema. Por tanto, en el mercado de desvíos el productor puede ofrecerse a disminuir 1 MPCD a un precio p_1^R (donde R es por reducción).

Existen, además, varios agentes, que pueden disminuir la cantidad de gas en el sistema a precios mayores que p_1^R . El agente 2 puede disminuir 3 MPCD a un precio p_2^R y el agente 3 puede disminuir 2 MPCD a un precio p_3^R ; así la oferta disponible a reducir es igual a 6 MPCD.

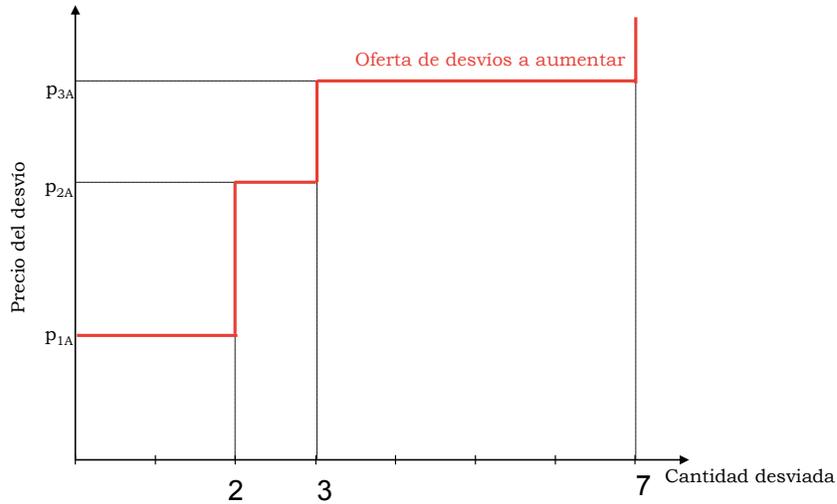
La curva de oferta de desvíos a reducir resultante se muestra en la **Figura 4**.

¹³ Este sistema considera que un agente que se desvía puede no pagar desvíos. Si un agente consume menos de lo contratado pero el sistema en general consume más de lo contratado el agente no paga desvíos porque ha ayudado al sistema a resolver el problema de exceso de consumo. Podría pensarse en un sistema en que todo desvío paga un precio pero creemos es mejor incentivar la flexibilidad que forzar a todos los agentes a consumir lo contratado. Esto es importante, ver la parte de poder de mercado, por los altos niveles de take or pay de los productos recomendados y la finalización de los contratos con las centrales térmicas del interior (con menores take or pay relativos)..

Figura 4. Curva de oferta de desvíos a reducir

Por otro lado, los agentes pueden presentar también ofertas para aumentar el gas en el sistema. Por ejemplo, durante el día de gas el agente 1 podría llegar a producir 2 MPCD más que los 24 MPCD que tiene contratados con el consumidor y puede ofrecerlos a un precio p_1^A (donde el superíndice A se refiere a ofertas a aumentar). Del mismo modo, los agentes 2 y 3 pueden introducir en el sistema 1 y 4 MPCD adicionales, respectivamente. Pueden ofertar estos volúmenes a precios p_2^A y p_3^A , respectivamente. De esta manera, se puede formar la siguiente curva de oferta de desvíos a aumentar:

Figura 5. Curva de oferta de desvíos a aumentar



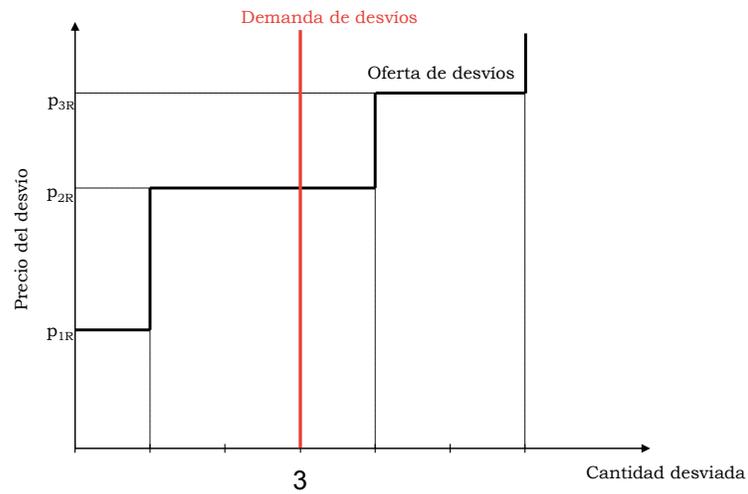
4.1.2 Determinación del precio de los desvíos y liquidaciones a reducir

Supongamos que las curvas de oferta de desvíos a reducir y a aumentar se han formado tal y como se explica en el ejemplo. En ese caso, es necesario determinar la demanda de desvíos a reducir para establecer el precio del mercado de desvíos.

Supongamos que las cantidades contratadas después del mercado secundario son de 100 MPCD. Sin embargo, en el día de gas, el agente 4 debe atender menos demanda de la esperada y deja de extraer del sistema 1 MPCD de las que había programado extraer mientras que el agente 5 deja de extraer 4 MPCD y el agente 6 aumenta su consumo en 2 MPCD.

En ese caso, la demanda de desvíos queda fijada en $(1 + 4 - 2) 3$ MPCD a reducir y debe, por tanto, cruzarse con la curva de oferta de desvíos a reducir. En el cruce de estas dos ofertas se determina el precio de equilibrio igual a p_{2R} , tal y como se muestra en la **Figura 6**.

Asimismo, las liquidaciones que hace el Gestor Técnico del Sistema quedan como en la Tabla a continuación

Figura 6. Equilibrio mercado de desvíos a reducir y determinación del precio**Tabla 4.** Liquidación desvíos a reducir

Agente	1	2	3	4	5	6	TOTAL
Venta contrato	24	50	26				100
Compra contrato				24	50	26	100
Entrega	23	48	26				97
Toma				23	46	28	97
Desvío a favor	1	2					3
Desvío en contra				+1	+4	-2	+3
Créditos	+1 x p _{2R}	+2 x p _{2R}	0	-1 x p _{2R}	-4 x p _{2R}	0	0

Nota: El crédito es negativo para los que obligan a la reducción

Contratos completos

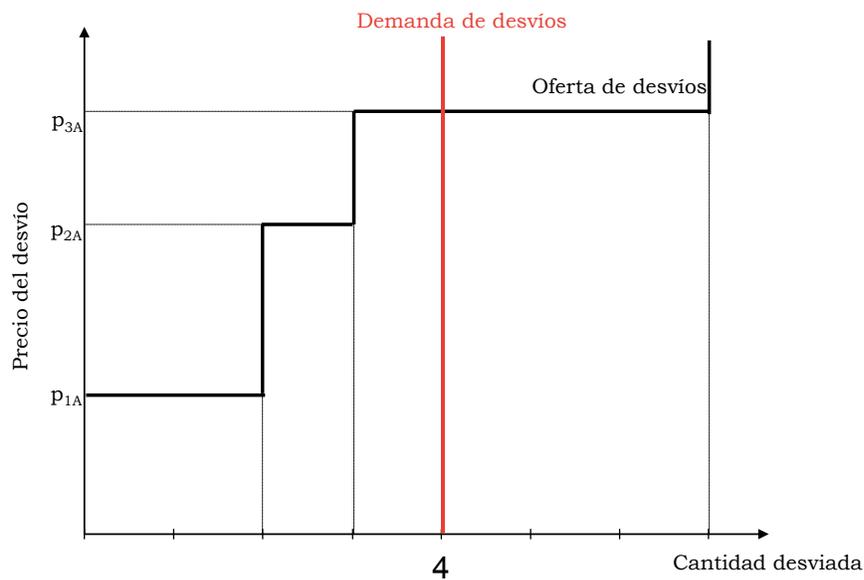
4.1.3 Determinación del precio de los desvíos y liquidaciones – desvío a aumentar

Supongamos de nuevo que las curvas de oferta de desvíos se han formado tal y como se explica en el ejemplo. Supongamos también de nuevo que el número de unidades contratadas en todo el mercado - primario y secundario – es de 100 MPCD.

Sin embargo, el día de gas, por un aumento inesperado de la demanda el agente 4 debe extraer del sistema 3 MPCD más de las que había contratado, mientras que el agente 5 debe extraer 3 MPCD más de lo contratado y el agente 6 toma 2 MPCD menos de lo contratado.

En ese caso la demanda de desvíos queda fijada en 4 MPCD ($3 + 3 - 2$) a aumentar, por lo que el precio del desvío se determina mediante el cruce de la demanda con la curva de oferta de desvíos a aumentar. Tal y como se muestra en la **Figura 7**, el precio del desvío queda fijado en p_3^A

Figura 7. Equilibrio mercado de desvíos a aumentar y determinación del precio



Dado este equilibrio, los pagos en el mercado se liquidan tal y como se explica en la tabla.

Tabla 5. Liquidación desvíos a aumentar

Agente	1	2	3	4	5	6	Total
Venta contrato	24	50	26				100
Compra contrato				24	50	26	100
Entrega	26	51	27				104
Toma				27	53	24	104
Desvío a favor	2	1	1				4
Desvío en contra				3	3	-2	+4
Créditos	2 x p _{3A}	1 x p _{3A}	1 x p _{3A}	-3 x p _{3A}	-3 x p _{3A}	0	0

Nota: El crédito es del signo contrario si el desvío es en contra al sistema

4.1.4 Operativa del mercado de desvíos

Sugerimos se hagan dos mercados de desvíos, uno en el hub de la Costa Atlántica y otro en el hub del Interior. El mercado de los desvíos es gestionado por el GTdS y todos los agentes deben reportarle las cantidades comprometidas en contratos.

No es necesario que el GTdS conozca los precios de estos contratos porque estos se seguirán liquidando entre las partes, el GTdS sólo necesita conocer las cantidades contratadas y la flexibilidad del contrato.

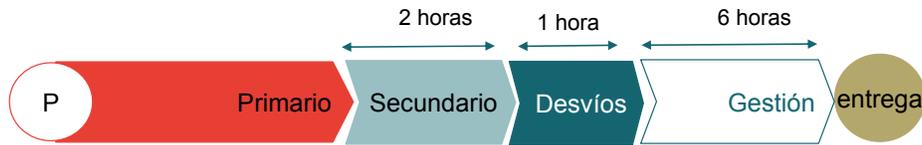
El GTdS liquida los desvíos que es un ingreso para el que permita al GTdS, de manera ex ante, solucionar el desvío, y es un egreso para el que se desvíe en la dirección contraria al sistema. El que permita al GTdS solucionar el desvío de manera involuntaria no tiene ingresos ni egresos por este concepto.

Así el mercado de desvíos tendría una hora para cerrarse, plazo en el cual se presentarían las ofertas – ver figura abajo – y se nominarían las cantidades de cada agente.

Sugerimos que los contratos interrumpibles vendidos en las subastas sean ofertados por el productor, a menos que las reglas de la subasta lo impidan (p. ej. porque se presente poca oferta en firme).

Contratos completos

Figura 8. Tiempos de los mercados



En la práctica funcionarán dos mercados de desvíos, uno en la Costa Atlántica y otro en el Interior del país en los puntos de entrega del gas establecidos a continuación.

El precio del transporte entre los dos puntos de entrega, será igual a la diferencia de precios de los dos mercados. Así, supongamos el precio del desvío en la Costa es PA y en el Interior es PI. Si $PI > PA$, el gas de la Costa quiere moverse al Interior y dejará de hacerlo en el momento en que:

$$PA + \text{Transporte nodo costa-nodo Interior} = PI$$

Igualmente, si $PA > PI$, el gas del Interior querrá transarse en la Costa y sólo dejará de hacerlo cuando:

$$PI + \text{Transporte nodo Interior-nodo Costa} = PA$$

Es decir el precio del transporte es

$PA - PI = TCI$, si TCI es negativo, el precio del transporte entre la Costa y el Interior es igual a $-TCI$ y viceversa.

4.2 Punto de entrega de gas

Una forma de lograr una mejor coordinación entre transporte y producción, además de permitir la creación de un mercado de desvíos que es fundamental para fijar penalizaciones en contratos en firme, es por medio del establecimiento de un punto de convergencia de gas. El mercado de desvíos para que sea líquido necesita homogeneidad y esto requiere minimizar el número de puntos de entrega sin desconocer la realidad de las transacciones que se concentran en los dos mercados.

Un punto de convergencia de gas (un “hub”) es habitual en muchos mercados siendo el número de hubs en EEUU muy alto y en Europa más reducido pero creciente.

En el hub, o nodo de transacción, los derechos de gas se transan entre compradores y vendedores. Puede ser un punto físico de intersección de varios gasoductos o un punto virtual dentro de un sistema de gasoductos dependiendo de las tarifas de transporte y de la manera en que se reserva capacidad.

En el caso de Colombia nos limitamos a establecer un hub como puntos de entrega y recepción de gas en el Sistema Nacional de Transporte. Probablemente, en la medida en que empiece a establecerse la regulación de servicios complementarios de flexibilidad, en estos puntos, u otros a futuro, los operadores de gasoductos empiecen a vender otros servicios. De momento en estos puntos el transportador procurará que exista la disponibilidad de transporte para que el gas pueda entregarse de acuerdo a las necesidades físicas pero pueda transarse de acuerdo a las transacciones comerciales que surjan del mercado de desvíos y del punto de entrega en los hubs.

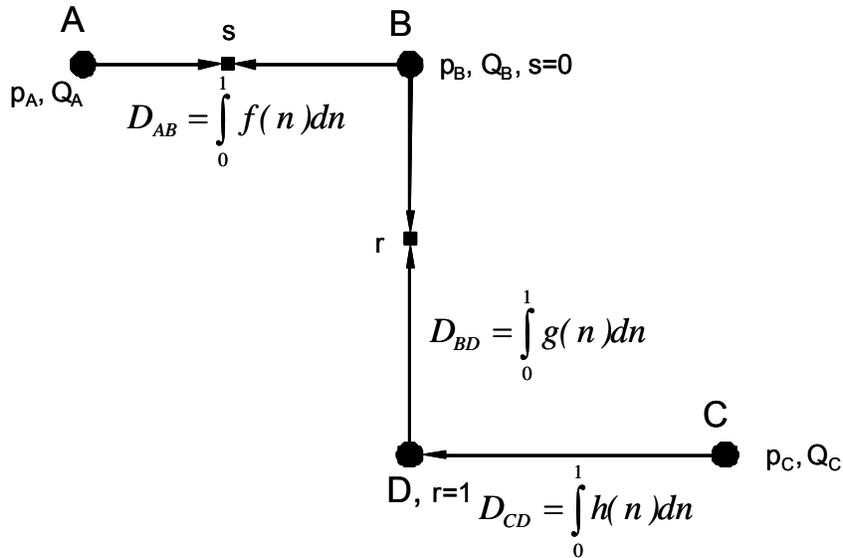
En esto es importante recordar que el gas viajará a mínimo costo y que los gasoductos se dimensionarán de acuerdo a los flujos y no a las transacciones comerciales.

4.2.1 Determinación del hub óptimo en Colombia

Dada la estructura del sistema de transporte de gas de Colombia y las características del mercado son necesarios dos puntos de entrega distintos para cada una de las ramas de la red de transporte: una para la rama de la costa atlántica y otra para la rama de transporte interior.

La siguiente figura muestra de manera esquemática la red de transporte en Colombia.

Figura 9. Mapa esquemático de la red de transporte de gas natural en Colombia



Ignorando las integrales – que representan curvas de demanda a lo largo de los tramos – en este esquema el punto A representa el campo de gas de La Creciente, el punto B representa el campo de gas de Guajira y el punto C representa el campo de gas de Cusiana. Por otro lado, el punto D es una representación de un punto hipotético que acumularía toda la demanda de la rama de transporte que se dirige al interior de Colombia en dirección a Cali desde Vasconia.

La demanda de gas natural entre esos puntos estaría determinada por las funciones D_{AB} , D_{BD} y D_{CD} que es la suma de demandas a lo largo de los gasoductos. En el caso del esquema ese caso, los hubs o puntos de entrega se situarían en los puntos s y r .

Siguiendo el artículo de Brito y Rosellón¹⁴, se pueden fijar los dos puntos de entrega minimizando los costos de transporte hasta ellos desde los distintos campos de extracción. El planteamiento inicial del problema para el caso de Colombia se describe en a continuación.

$$\min_{s,r} \int_0^s f(n)c_B ndn + \int_s^1 f(n)c_A(1-n)dn + \int_0^r g(n)c_B ndn + \int_r^1 g(n)c_C(1-n)dn + \int_0^1 h(n)c_C dn$$

Como se puede observar, se trata de una simple minimización en la que suponemos que los costos de transporte unitarios desde los campos de La

¹⁴ Brito, D y J. Rosellón (1999): “Pricing Natural Gas in Mexico”

Creciente, Guajira y Cusiana son respectivamente c_A , c_B y c_C . Además, no hemos incluido ninguna restricción física en cuanto a qué producción debe cubrir qué demanda por lo que en principio el sistema podría permitir que gas de cualquiera de los campos cubriera la demanda de cualquiera de las zonas.

Dado ese planteamiento encontramos las siguientes condiciones que deben cumplir los puntos de entrega:

$$f(s)c_B s - f(s)c_A(1-s) = 0 \Rightarrow s = \frac{c_A}{c_B + c_A}$$

$$g(r)c_B r - g(r)c_C(1-r) = 0 \Rightarrow r = \frac{c_C}{c_B + c_C}$$

Según esto, los puntos de entrega del sistema deberían estar situados en un punto entre los dos campos a los extremos de las líneas de transporte, de tal manera que la distancia del hub a un campo sea equivalente a lo que representa el coste de transporte desde ese campo sobre el total de los costes de transporte.

La determinación exacta de estos puntos requiere de un análisis exhaustivo de los costos del sistema en sus tramos pero, de manera similar, el planteamiento puede hacerse por preferencia revelada, a partir de los flujos de gas de la actualidad y la distancia en que viaja el gas.

Entendemos por las discusiones sostenidas con la industria que esos puntos son Vasconia, para el gas del Interior, y Cartagena, para el mercado de la Costa Atlántica.

4.2.2 Modelo de definición de capacidad

Una vez establecidos los nodos de transacciones, es importante determinar la manera en que los remitentes reservarán capacidad entre sus puntos de inyección/extracción y los nodos.

Es natural que en un sistema tan radial la manera en que se reserve capacidad sea punto a punto, es decir un remitente en Barranquilla tendrá que comprar capacidad entre Barranquilla y Cartagena y el productor de Guajira tendrá que reservar capacidad entre Guajira y Vasconia y Guajira y Cartagena.

El problema de una definición de capacidad punto a punto es que limita el número de transacciones que un comercializador puede realizar. La razón es que en un sistema punto a punto de contratación de capacidad el comercializador tendría que reservar capacidad respecto de todas las transacciones que pueda concluir. Por ejemplo si un productor en Guajira quiere transar en un nuevo punto de entrega de gas tendría que reservar capacidad entre estos dos puntos.¹⁵

¹⁵ La ventaja con un sistema punto a punto es que se maximizan las combinaciones de capacidad y, ceteris paribus, baja el costo de la capacidad para los remitentes. Para un ejemplo sencillo y

Aunque este problema no parece grave en la situación de desarrollo actual del mercado, es probable que lo sea cuando se empiece a sofisticar el mercado. Sin embargo, la existencia de los dos hubs y la importancia de hacer arbitraje entre ellos también hace necesario añadir mayor flexibilidad a la definición de capacidad.

Una manera obvia y sencilla de brindar una mayor flexibilidad es tener contratos de capacidad punto-a-punto primarios y secundarios. En estos los remitentes tendrán un contrato primario entre su punto de inyección/extracción y el hub más habitual y uno secundario entre su punto de inyección/extracción y el otro hub que tendrán disponible en caso que haya capacidad (y les permitirá acceder al otro mercado de desvíos). Con esto logramos unificar mercados en la medida de lo posible y tenemos las ventajas de la metodología punto a punto con algo más de flexibilidad para los remitentes.

Antes de concluir este apartado es útil decir que no hemos recomendado nada respecto a la forma en que se cobrará esta capacidad; es decir nada respecto a si las tarifas serán estampilla, distancia o entrada-salida. En un sistema tan radial como el colombiano lo natural es la tarifa por distancia y entendemos un cambio al respecto puede representar modificaciones sustanciales.

4.3 Condiciones mínimas de contratos

El mecanismo de desvíos nos da la señal adecuada para equiparar los contratos firmes y los contratos interrumpibles. Un contrato firme es entonces aquel en el que la cantidad no entregada por el productor y que llevó al comprador a desviarse y pagar un precio de desvíos es sujeta a una compensación.

Con este mecanismo se tiene la verdadera firmeza de un contrato que permita la existencia de cláusulas “deliver-or-pay” que en la actualidad son pactadas de manera bilateral.

Pero esa es sólo una parte de las cláusulas contractuales y sería conveniente discutir las condiciones mínimas de los contratos ofrecidos en las subastas. Como se dijo en el documento de Alternativas, en un entorno tan físico como el colombiano los contratos interrumpibles deben tener ciertas características mínimas.

Al ser tan físico lo natural es que sean interrumpibles del lado de la oferta y que por eso esa flexibilidad sea ofertada por los productores en el mercado de desvíos. Pero en los casos en que puedan cumplir con los tiempos de nominación establecidos en el RUT, alguna demanda, a través de su comercializador, podrá

esquemático ver el informe de The Brattle Group para la comisión Europea del año 2002 pp 58-59.
Convergence of non-discriminatory tariff and congestion management systems in the European gas sector.

ofertar flexibilidad de sus contratos *firmes* lo cual los hace equiparables a contratos con flexibilidad.

Los requisitos mínimos de los contratos interrumpibles es que incluyan, obviamente, un número de interrupciones mayor que el de los contratos firmes. Como es un entorno físico, la interrumpibilidad debe estar condicionada a la capacidad en firme es sensato que los contratos interrumpibles no excedan la oferta de contratos en firme.¹⁶

Otras condiciones pueden ser::

- La creación de protocolos de operación asociados a la interrumpibilidad (plazos de desconexión, sistemas de restitución del servicio);
- El cumplimiento de unos requisitos mínimos para que un cliente pueda calificarse como interrumpible;

Los contratos en firme deberán estar asociados a un campo con incentivos a la disponibilidad (es decir con una disponibilidad mínima). Sugerimos contratos similares a los PPAs del sector eléctrico, contratos de disponibilidad y un volumen especificado donde la firmeza está asociada a un número de días en mantenimiento – programados previamente - , y donde la entrega puede verse interrumpida por indisponibilidades en el transporte o cuestiones ineludibles e imprevisibles. El resto de indisponibilidades dan lugar a compensaciones fijadas en el mecanismo de desvíos.

En este mundo físico los contratos firmes tienen volúmenes asociados a la declinación del campo y, por lo general, el peso del contrato lo lleva el comprador en el sentido de su obligación de tomar el gas pactado. La flexibilidad en este tipo de contratos está dada por cláusulas *take or pay* en los cuales el productor se compromete a entregar gas hasta un valor máximo a cambio de una compra mínima.

4.4 Gasoducto dedicado

La figura del gasoducto dedicado es muy importante y conveniente para nuevas conexiones.

En el pasado reciente han surgido problemas porque el más indicado a iniciar la conexión (al productor, el consumidor) debe convertirse en transportador y escindir su activo por virtud de las reglas de integración vertical (Resolución CREG-057 de 1996).

¹⁶ Los contratos interrumpibles, financiera o comercialmente, que los agentes de mercado consideran adecuados podrán suscribirse de manera libre y, lo más natural, es que se hagan con liquidación respecto al precio de desvíos. Por eso consideramos que la restricción sobre los contratos firmes superiores a los contratos interrumpibles no es restrictiva.

Esto parece excesivo porque el acceso es lo importante más que la propiedad. Así sugerimos continuar con la figura del gasoducto dedicado y obviar la obligación de convertirse en transportador a menos que la demanda contratada en firme por terceros del gasoducto dedicado exceda la demanda en firme del dueño del gasoducto.

4.5 Coordinación transporte-distribución

Finalmente para la coordinación del transporte y la distribución es importante que, en mercados en crecimiento, el transporte tenga una definición funcional para nueva demanda. Esta definición funcional puede ser una en la que:

- La conexión entre dos mercados relevantes de distribución puede ser distribución si los mercados se fusionan;
- El transporte requiere que la conexión de nuevas demandas
- Transporte requiere diversidad de demandas;
- Conexión entre un campo y un centro de consumo;
- Ausencia de un usuario preponderante de la capacidad;

Asimismo, sería importante que los planes del transportador y del distribuidor se presentaran a la UPME y permitieran evaluar mejor, desde el punto de vista beneficio costo, el valor de las inversiones eficientes. Esto permitiría a la CREG desarrollar costos unitarios que daría la señal para que los construya el agente más eficiente.

Anexo 1: Proceso de *open seasons*

Uno de los procesos más extendidos para la planificación, asignación y construcción de nueva infraestructura es el llamado “open season”. Este es un proceso que parece muy adecuado para viabilizar la inversión en flexibilidad en Colombia. Tal y como se describe a continuación, este proceso, aplicado al caso colombiano permitiría conocer y asignar eficientemente la capacidad para financiar nuevas inversiones.

El proceso llamado “open season” es un proceso por el cual un inversionista puede preguntar de manera eficiente al mercado si

- se necesitan nueva capacidad o extensión de la existente; y
- los usuarios de la red pueden comprometerse contractualmente a utilizar la infraestructura bajo determinadas condiciones si ésta se construye.

Se puede dividir el proceso en dos fases de igual importancia:

- Evaluación de las necesidades del mercado.
- Propuesta de construcción de capacidad y acuerdos vinculantes.

Las fases se describen a continuación.

Evaluación de las necesidades del mercado

En el caso colombiano el proceso de “open season” se llevaría a cabo para determinar si las inversiones son necesarias y en qué medida. En la primera fase del “open season” el promotor de la infraestructura trataría de determinar cuál es la necesidad real de inversión en flexibilidad en el mercado de gas colombiano y cuál sería el interés generado por la misma.

Esta primera fase contempla tanto la delimitación del proyecto que se quiere llevar a cabo como la publicidad del mismo y la recepción de las muestras de interés por parte de los demandantes potenciales (ofertas indicativas o no vinculantes).

En un primer momento la propuesta de proyecto debería realizarse según la percepción del mercado o de la demanda de alguno de sus agentes, cuyas percepciones sobre la necesidad de las infraestructuras de exportación pueden plasmarse en el diseño concreto de la infraestructura. Pasada la primera fase del proceso (es decir, habiendo recibido las ofertas no vinculantes) se puede dar una forma más detallada a la nueva infraestructura.

En Colombia el proceso sería iniciado y llevado a cabo por las empresas promotoras y supervisado por el Ministerio de Minas y sería abierto a cualquier participante con los requisitos impuestos. A tal efecto, el proceso y sus normas deberían ser suficientemente anunciados y publicitados con el objetivo de dar

tanta información como sea posible sobre el proyecto y el servicio que se propone. Así, el contenido de la convocatoria debería contener, como mínimo, la información siguiente:

- Fechas: Las fechas de inicio y fin para las ofertas no vinculantes. Un periodo mínimo de tres meses, es recomendable de manera que se atraiga a los participantes. En cualquier caso, la extensión del periodo debe adaptarse según la capacidad prevista en el proyecto. También es necesario proporcionar un calendario que incluya: fechas de comunicación de la asignación de la capacidad, fecha en la que se pedirán acuerdos vinculantes, y agenda (y procedimientos) de las aprobaciones regulatorias posteriores a los acuerdos.
- Realización de ofertas indicativas: La “open season” debe permitir que las partes interesadas indiquen la cantidad y el tipo de capacidad (en términos de puntos de recepción y suministro, duración del contrato y firmeza) que querrían para cada uno de los diseños en consideración. Además, los participantes deberán poder comentar en cada uno de los aspectos relevantes del diseño de la nueva capacidad.
- Acuerdos de confidencialidad. Acuerdos en vigor para asegurar la confidencialidad de la información recibida de los participantes en la “open season”.
- Test económico. La notificación del procedimiento de “open season” debe especificar la metodología o “test económico” que se usará para decidir la capacidad que se construye finalmente, lo que será especialmente relevante en los casos en los que la demanda no sea suficiente. En ese caso, y suponiendo que no sea viable llevar a cabo otra ronda de pujas con distintas tarifas, será necesario realizar un estudio para determinar si la construcción de nueva capacidad debe llevarse a cabo.
- Reglas de asignación de la capacidad. Se debe explicitar qué reglas se aplicarán en caso de que la demanda necesaria indicada en el proceso no sea finalmente satisfecha.
- Elementos requeridos para los acuerdos vinculantes. Entre estos, es importante explicar qué garantías y depósitos de solvencia que deberán aportar los participantes a la firma de los acuerdos vinculantes y proporcionar a los agentes un borrador de los contratos vinculantes que los participantes deberán firmar al final de proceso
- Información sobre el proyecto. Se debe dar a las participantes en el proceso toda aquella información relevante que deba tenerse en cuenta a la hora de determinar la demanda potencial.

Anexo 1: Proceso de open seasons

- Variables como los puntos de inyección y extracción y sus presiones de operación, especificaciones del servicio. Además, para terminales de GNL se puede dar una lista de todos los barcos compatibles.
- Capacidades técnicas existentes y patrones históricos de la capacidad reservada y usada para que los participantes, posibles expansiones de capacidad más allá del proyecto inicial y de las fechas iniciales de puesta en servicio (especificando, a su vez, ésta última).
- Productos disponibles: duraciones contractuales, tipos de capacidad disponibles y tamaños mínimos de los lotes por los que se puede hacer una oferta. En particular es recomendable que existan siempre contratos de largo y corto plazo y duraciones firmes e interrumpibles

Todas estas características son especialmente importantes para que el proceso sea transparente y abierto a cualquier agente.

Propuesta de asignación de capacidad y acuerdos vinculantes

Una vez realizado el anuncio del “open season”, recibidas las pujas no vinculantes de las partes interesadas y determinada la viabilidad del proyecto de acuerdo a las mismas, el inversionista debe empezar el proceso de asignación de capacidades. En esta asignación, es importante tener en cuenta las reservas de capacidad de corto plazo, dados sus beneficios para la competencia.

El mecanismo de asignación debe ser transparente y no discriminatorio. Esto es especialmente importante para que la asignación sea eficiente.

Una vez asignada la capacidad, se procederá a la firma de los acuerdos vinculantes. En estos, se dará información detallada sobre la tarifa final aplicable y la capacidad total a construir.

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