



Desarrollo de una política de confiabilidad del sector de gas natural en Colombia

Consultores:

Fernando Barrera Rey

Eduardo Afanador Iriarte

Asesoría Legal:

Luis Ignacio Betancur

Dirección: Fedesarrollo

Astrid Martínez Ortiz

Estudio patrocinado por:



Termocandelaria



Bogotá D.C., Colombia y Madrid, España. Marzo de 2012

Dirección para correspondencia

amartinez@fedesarrollo.org.co

edafanadori@etb.net.co

fernando.barrera@frontier-economics.com

luishetancur2@gmail.com

Los autores son, respectivamente, Investigadora Asociada de Fedesarrollo, Consultor Independiente en Bogotá, Director Asociado de la empresa Frontier Economics Ltd en Madrid, España y abogado independiente en Bogotá.

Contenido

Introducción y resumen ejecutivo	1
1 Un instrumento de política	5
1.1 <i>Formas de resolver el problema de confiabilidad</i>	5
1.2 <i>Un mecanismo de mercado de precio</i>	6
1.3 <i>Funcionamiento del mecanismo</i>	7
2 Metodología	8
2.1 <i>Sustento económico</i>	8
2.2 <i>Desarrollo de la metodología</i>	10
2.3 <i>Cuantificación Beneficios</i>	14
3 Determinación de los escenarios	16
3.1 <i>Escenario Sin Terminal</i>	16
3.2 <i>Escenario Con Terminal</i>	20
4 Beneficios del sector de gas	24
4.1 <i>Beneficios para el Sector de Gas</i>	24
4.2 <i>Efecto sobre el mercado de gas</i>	25
4.3 <i>Confiabilidad de corto plazo</i>	32
5 Aplicación de la metodología	39
5.1 <i>Costos de la terminal</i>	39
5.2 <i>Cuantificación de los beneficios de la terminal</i>	40
5.3 <i>Voluntad de pagar de los generadores térmicos</i>	42
5.4 <i>Uso y beneficios de la terminal</i>	43
5.5 <i>Implementación de la metodología</i>	44
5.6 <i>Conclusión</i>	46
6 Análisis jurídico	47
6.1 <i>Fundamentos jurídicos</i>	47
6.2 <i>Instrumentos legales para inducir la construcción de terminales de regasificación</i>	57

6.3	<i>Recuperación de los costos y regulación pro-competencia</i>	66
6.4	<i>Utilización de la Ley 1508/12 Asociaciones Público-Privadas como alternativa.....</i>	74
Apéndice 1: Dimensionamiento de la terminal		78
Apéndice 2: Criterio de Bienestar Aplicado		84

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Asignación de costos de la terminal	14
Ilustración 2. Precios de Guajira y Henry Hub Importado	22
Ilustración 3. Demanda de gas en ausencia de la terminal	26
Ilustración 4. Equilibrio de mercado de gas doméstico en presencia de la terminal	27
Ilustración 5. Equilibrio del mercado de gas doméstico en los dos escenarios	27
Ilustración 6. Equilibrio de mercado de gas doméstico en presencia de la terminal	29
Ilustración 7. Interrupciones de suministro y transporte 2010-11	33
Ilustración 8. Caso de un racionamiento a prorrata	36
Ilustración 9. Flota mundial de buques metaneros	78
Ilustración 10. Interrupciones de suministro y transporte	80
Ilustración 11. Detalle de las interrupciones	80
Ilustración 12. Suministro por campo Costa Atlántica	82

Índice de tablas

Tabla 1. Beneficiarios de la terminal	11
Tabla 2. Costos fijos de utilizar líquidos	17
Tabla 3. Supuestos de generaciones de seguridad	19
Tabla 4. Beneficios de utilizar gas natural o líquidos para GDS	19
Tabla 5. Costos fijos por GDS. Escenario con terminal	20
Tabla 6. Recuperación de costos de transporte por GDS	21
Tabla 7. Diferencia de precios de gas que compensan los costos fijos de transporte	22
Tabla 8. Gas demandado de la terminal	23
Tabla 9. Beneficios de la terminal de acuerdo a reventa esperada de gas	29
Tabla 10. Destino del gas proveniente de la Guajira	35
Tabla 11. Valor medio del gas no suministrado por sector	37

Tabla 12. Costo de las interrupciones. Escenario sin terminal	37
Tabla 13. Costo de las interrupciones. Escenario con terminal	38
Tabla 14. Beneficios de la terminal en el sector eléctrico	40
Tabla 15. Beneficios por la existencia de la terminal	41
Tabla 16. Beneficios por uso del almacenamiento de la terminal	41
Tabla 17. Voluntad de pagar de los generadores térmicos	43
Tabla 18. Beneficiarios de la terminal	43
Tabla 19. Beneficios de la terminal	43
Tabla 21. Pago anual de los costos fijos de la terminal	45
Tabla 22. Demanda de gas importado de las térmicas de la Costa	79
Tabla 23. Estadísticos de las interrupciones de suministro y transporte en la Costa	81
Tabla 24. Tiempo de arribo entre buques	83
Tabla 26. Necesidades de almacenamiento entre arribos	84

Introducción y resumen ejecutivo

En nuestro estudio¹ de finales de 2011, pudimos identificar que el sector de gas natural de Colombia padece dos problemas muy serios que impiden su desarrollo. Primero, no cuenta con una oferta comercial suficiente para suplir la demanda de flexibilidad de largo plazo del sector térmico de generación y, segundo, no presta un servicio de confiabilidad para los usuarios de gas en el día a día. A la fecha, el abastecimiento de gas no puede satisfacer la demanda en situaciones estables (como la punta de demanda cuando se presenta el fenómeno de El Niño) ni en situaciones de contingencia en las redes de transporte o del suministro.²

Nuestra conclusión principal era que el sector adolecía de falta de oferta flexible – lo cual es diferente a decir que tiene un problema de oferta en cuanto que consumos estables y previsibles sí se pueden suministrar – y esto tiene efectos sobre el desarrollo del sector. Esta falta de oferta impide garantizar la disponibilidad de gas para los desarrollos en el largo plazo – por la probable interrupción de las exportaciones o del consumo menos prioritario – así como prestar el servicio con la continuidad asociada a una materia prima y un servicio público domiciliario.

La solución que se encontraba a estos problemas era la importación de GNL. Se encontraba que ésta era más económica que las otras alternativas desde el punto de vista social además de tener un efecto dinamizador del mercado al resolver el

¹ Fernando Barrera, Eduardo Afanador y Astrid Martínez (2011) “Necesidad de una Política de Seguridad de Abastecimiento y de Confiabilidad en el Sector de Gas Natural de Colombia: Impacto económico en la generación eléctrica”, Fedesarrollo, 12 de diciembre de 2011. De aquí en adelante Informe 1.

² El crudo invierno que padece Colombia ha puesto los problemas de confiabilidad del sector en el debate público aunque, la verdad sea dicha, estos problemas habían sido ampliamente debatidos en el sector a raíz de la Ley del Plan del gobierno Pastrana (1998) y en estudios muy posteriores (ver estudios de Arthur D. Little (2010) “*Evaluación de Riesgos de Abastecimiento de Hidrocarburos en el Corto, Mediano y Largo Plazo*”; Itansuca (2010) “*Determinación y valoración económica de alternativas técnicas para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural a los usuarios de los mercados relevantes de distribución y comercialización, Informe Final y Recomendaciones*”; Frontier Economics Ltd. (2010) “*Visión e Instrumentalización del mercado de gas de Colombia*”; UPME (2010) a partir de un estudio de la UIS “*Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural en Colombia*”; Decreto 2730 de 2010). El suroccidente y, muy recientemente, la Costa Atlántica ha experimentado cortes de transporte de gas y restricciones en la capacidad de suministro. El problema en la Costa también ha dado lugar a racionamientos de energía en la ciudad de Barranquilla y a un incremento del valor de las restricciones por el uso de combustibles líquidos para generación. Ha sido evidente la necesidad de dar un enmallamiento a la red de transporte con el reconocimiento de nuevas inversiones por parte del regulador y aumentar así la confiabilidad en la prestación del servicio de transporte. La capacidad de gas natural no asignada en la Costa – debido a los problemas ocasionados por el río Magdalena en el cruce subfluvial de la red de transporte de gas de Promigas – durante el período comprendido entre los días 14 y 23 de enero de 2012 fue de 499,432 MBTU. Siguiendo la misma metodología establecida en este informe el costo de racionamiento del mes de enero de 2012 estaría en unos 6 MUSD. Con la terminal que aquí analizamos este costo se reduciría a 2,5 MUSD dando un beneficio a los usuarios de contar con una terminal, de 3,5 MUSD en ese tiempo.

círculo vicioso que consiste en que un mercado pequeño no atrae inversión en exploración, razón por la que no hay nuevos descubrimientos ni desarrollo del mercado. El mercado se amplía con las exportaciones (hechas factibles por las importaciones), se reduce la incertidumbre sobre el suministro futuro y se atraen nuevas inversiones.

Pero esta solución no resultaría de la libre iniciativa empresarial de los inversionistas del sector de gas ni del sector eléctrico. Los candidatos obvios a desarrollarla, los generadores térmicos, tienen una solución más rentable que son los combustibles líquidos. Desafortunadamente esta solución tiene unos costos sociales muy elevados al aumentar el monto de la factura eléctrica con los efectos que esto tiene sobre la competitividad, los subsidios para los consumidores nacionales y la elevación de los costos de producción de los empresarios colombianos frente a los de sus competidores. Los costos totales para el sector eléctrico de utilizar líquidos en lugar de GNL para sus generaciones – en restricciones y en mérito – los valoramos entre 900 – 1.200 MUSD al año.

Este sería el beneficio que tendría el desarrollo de terminales de regasificación en Colombia que podrían hacerse viables por medio de una política pública. Este informe analiza la forma que puede tomar esta política pública de manera que el país no tenga que incurrir en los costos de dejar al mercado actuar en presencia de una falla. Pero para poder hacerlo por medio de la propuesta que hacemos es necesario analizar los beneficios que las terminales tienen sobre el sector de gas.

Los beneficios sobre el sector eléctrico justifican la política pública por sí solos pero los beneficios del sector de gas también son muy importantes. Una política pública que reconozca la naturaleza de estos beneficios puede dirigirse a la imputación de costos en función de los beneficios para los sectores relevantes. La primera sección de este informe analiza la forma que puede tomar esta política y el apéndice 2 explica el marco teórico que guía la imputación de costos. Para el análisis jurídico, el lector debe remitirse al capítulo correspondiente (Capítulo 6).

En el Informe 1 identificábamos dos problemas para que la terminal se desarrollara. El primero consistía en que los incentivos privados y públicos no coincidían y, el segundo, que sería conveniente que un alto número de generadores térmicos utilizaran la terminal para respaldar sus obligaciones de energía firme. En este informe, proponemos soluciones a los dos problemas.

Para resolver el primero, proponemos un pago por continuidad a los sectores de gas y eléctrico al que puedan acceder los promotores de una terminal con las características que fije el Ministerio de Minas y la CREG. Asimismo, proponemos dos caminos alternativos para fundamentar legalmente la decisión: (i) un documento Conpes que establezca la necesidad de la(s) terminal(es) y dé instrucciones a los entes estatales para que contribuyan a hacer realidad esta infraestructura especial y para que se permita dar trámite de urgencia a las terminales que el gobierno determine en lo que respecta a licencias ambientales y

permisos; y (ii) un proyecto de participación público privada en la que no se comprometen recursos del presupuesto.

Para resolver el segundo problema requerimos que los generadores térmicos que entren en contratos con la terminal lo hagan en un plazo de unos 15-20 años para asegurarse demanda del terminal a largo plazo. Esto no significa que no puedan comercializar en mercados secundarios de capacidad sus derechos, pero implica que la terminal tiene garantizada la demanda.

Este informe tiene dos partes principales: (i) la primera versa sobre el modo que puede adoptar la política pública desde la perspectiva económica (sección 1) y legal (sección 6) y (ii) la manera de calcular un cargo por continuidad con un ejemplo hipotético pero cercano a la realidad del mercado colombiano realizado con la información pública disponible. El informe es ante todo práctico y dirigido a la toma de decisiones: identifica qué hacer y cómo hacerlo siguiendo la lógica económica de utilizar una metodología costo-beneficio para fijar costos de seguridad de suministro que tienen característica de bien público. Los números que resultan de la aplicación de la metodología en cuanto a disposición a pagar, costos y beneficios, son indicativos y pueden cambiar si cambian los supuestos del análisis o los datos de entrada.

Nos hemos limitado al análisis de la terminal de la Costa Atlántica porque nuestro principal objetivo es ilustrar la metodología y porque en nuestro análisis previo esta terminal era la solución más eficiente para Colombia en varios escenarios de precios de combustibles líquidos. De esta manera, los cálculos son ilustrativos y se han hecho bajo la premisa que la demanda de esta terminal viene de todas las plantas térmicas a gas de la Costa Atlántica. Si en la realidad la demanda es diferente – porque algunos deciden utilizar otro combustible diferente al GNL –, o porque el terminal es más costoso que lo aquí asumido, los cálculos deben rehacerse.

Los resultados hallados muestran que el país deriva beneficios de la terminal analizada (terminal en Cartagena que respalda a todas las plantas a gas de la Costa Atlántica, sin incluir a Termocol) por dos motivos:

- Por la existencia de la terminal,
- Por el uso de la terminal.

Los primeros los denominamos como beneficios indirectos y son de un monto muy significativo. Los ciframos entre 380 y 770 MUSD al año para el sector eléctrico y en unos 750 MUSD para el sector de gas. Pero también se derivan beneficios directos para la terminal a través de su uso y éstos están asociados a los consumidores de la Costa (incluidos los generadores térmicos). Este valor lo estimamos en unos 12 MUSD al año. Finalmente para que la terminal se construya es necesario convencer a los generadores térmicos de que contribuyan con un máximo de unos 62 MUSD al año. Quedaría por determinar el pago de

sólo 21.5 millones de dólares al año a ser asignado entre los sectores no térmico eléctrico y la demanda de gas.

El informe se compone de las siguientes secciones:

1. La discusión conceptual de la forma que puede adoptar la política pública;
2. La metodología de imputación de costos de un cargo por confiabilidad;
3. Una discusión sobre los escenarios relevantes para calcular beneficios y poder imputar costos;
4. El cálculo de beneficios de la terminal para el sector de gas;³
5. La aplicación de la metodología de imputación de costos al caso de una terminal de Cartagena cuyo dimensionamiento abordamos en un apéndice;
6. La discusión legal de las alternativas de política para que estos proyectos sean una realidad cercana.

³

El cálculo de beneficios del sector eléctrico se ha realizado en el Informe 1, diciembre de 2011.

1 Un instrumento de política

En esta sección explicamos la razón por la cual un instrumento de política apropiado para la situación colombiana puede ser un cargo por confiabilidad. Las secciones posteriores ilustrarán una manera objetiva de calcularlo e imputarlo a los distintos beneficiarios.

1.1 FORMAS DE RESOLVER EL PROBLEMA DE CONFIABILIDAD

En el documento anterior se mencionaron diferentes maneras de implementar una política de confiabilidad para el sector de gas con base en diferentes modelos utilizados en otros países:

- Países que utilizan planificación obligatoria del transporte de gas y del suministro (p. ej. España) y lo cobran por medio de un sobrecargo al transporte;
- Países que permiten contratos de suministro de largo plazo y declaran las infraestructuras de importación como exentas de acceso (los países de la Unión Europea);
- Países que dimensionan el transporte de acuerdo con criterios de confiabilidad (p. ej. el Reino Unido);
- Países que permiten la integración vertical entre transporte y suministro de gas (p. ej. modelos anteriores a la liberación del sector);
- Países que permiten la integración entre generación eléctrica y suministro de gas (p. ej. Brasil);
- Países que cuentan con un elevado grado de desarrollo del mercado (p. ej. los EEUU); y
- Países donde la colaboración público-privada permite desarrollar estos terminales como ha sido el caso en Chile.

En Colombia no contamos con ninguna de estas alternativas pero existen cuatro elementos que nos permiten inclinarnos por un mecanismo específico de confiabilidad.

Primero, el Decreto 2100 abre la posibilidad de que la CREG desarrolle las metodologías para que un activo sea considerado como confiabilidad del sistema y se incluya en los cargos regulados. La CREG tiene el know how del sector de gas, la visión conjunta con el sector eléctrico y la experiencia de los temas de confiabilidad en sector eléctrico para llevar a cabo un análisis objetivo sobre la confiabilidad del sector de gas.

Segundo, el país cuenta con una larga tradición de política energética a través de documentos Conpes que permita acelerar trámites y priorizar inversiones.

Tercero, el modelo de mercado colombiano hace necesario que los instrumentos de promoción de la política energética sean de mercado. Es decir instrumentos en los cuales el regulador fija las cantidades (como el cargo por confiabilidad) y deja que el mercado determine los precios, ó el regulador fija los precios (como el cargo por capacidad) y el mercado fija las cantidades.

Cuarto, el problema de la urgencia. Por las previsiones de tiempos de construcción de estas terminales, el país necesita resolver la situación de los combustibles para las térmicas lo más pronto posible. Existen diversos precios para el usuario eléctrico que ya están reflejando la incertidumbre de los combustibles y un Niño sin resolver esta situación puede ser muy costoso para los usuarios del sector.⁴

1.2 UN MECANISMO DE MERCADO DE PRECIO

Los mecanismos de mercado para promover la confiabilidad se dividen entre mecanismos de precios y mecanismos de cantidades. Muchos mecanismos de cantidades se utilizan en el mercado eléctrico colombiano por ejemplo, en la compra de servicios complementarios, en la fijación del precio spot, en el cargo por confiabilidad, pero los mecanismos de precios también son comunes.

Es así como la Resolución CREG-116 de 1996 tenía los visos de un mecanismo de mercado con base en precios porque el regulador fijaba los precios y los generadores, por medio de su entrada, fijaban las cantidades. Mecanismos de mercados similares se utilizan para incentivar las energías renovables (feed in tariffs), para reducir la contaminación (por medio de los llamados impuestos Pigouvianos a los combustibles) y muchos otros. Son lo que los economistas denominan mecanismos de mercado y se comparan con los llamados mecanismos de estándares.⁵

Generalmente no es difícil diseñar mecanismos de precios o cantidades cuando los productos son homogéneos. Cuando no lo son, por ejemplo por las diferencias tecnológicas, es necesario diseñar mecanismos por tecnología.

Para el caso que nos ocupa, una terminal de importación de gas, el problema de la tecnología es claro. Si se da un incentivo de precio para la terminal, puede ocurrir que se construya la más barata pero que no preste, por ejemplo, servicios de almacenamiento. O si se hace por cantidades tiene que ser por medio de

⁴ El sector eléctrico tiene varias señales de precios a plazo que impactan al usuario. La subasta de confiabilidad de diciembre 28 de 2011 es claro ejemplo de esto, así como los precios que se están viendo en el mercado libre. Realizar una subasta bajo la propuesta del Mercado Organizado Regulado antes de dar mayor claridad al tema de los combustibles para estas plantas puede tener un efecto duradero sobre los precios que pagan los usuarios regulados y sobre los subsidios.

⁵ Para su aplicación en - por ejemplo - política ambiental ver Baumol y Oates (1988) *The Theory of Environmental Policy*, Cambridge University Press, 1988.

convocatorias en las cuales sea necesario definir la tecnología, ubicación de la terminal, etc.

Así se debe decidir la forma del terminal que se quiere incentivar y analizar el menor costo para los usuarios de un terminal de esas características.

1.3 FUNCIONAMIENTO DEL MECANISMO

Debido a que las inversiones en un terminal para Colombia son lo suficientemente grandes para el tamaño del mercado, es posible que el mecanismo de precios sólo esté abierto a uno o dos terminales con determinadas características.

En ese caso el mecanismo de precios debe complementarse con un mecanismo de cantidades o un mecanismo híbrido. Esto no difiere de lo que ya se hace en el cargo por confiabilidad colombiano en cuanto la Resolución CREG070-06 fija una curva de demanda con pendiente y no una cantidad fija. Aquí probablemente la combinación de cantidades y precio sea un solo punto y la presencia de los inversores la decidan aquellos que soliciten el monto máximo de confiabilidad que se cobra a los consumidores que no utilicen la terminal pero que se beneficien de ella.

Así, el procedimiento es:

- El regulador (la CREG) y el Ministerio de Minas y Energía definen las características de la terminal que se quiere incentivar;
 - Tamaño (determinado por una metodología como la utilizada en el Apéndice)
 - Configuración (que maximice los beneficios del sistema);
 - Zona de influencia para calcular beneficios directos e indirectos.
- Se fija el monto anual de cargo por medio de una metodología como la sugerida en este informe para fijar el valor de este monto;
- Este monto se imputa a los costos de, digamos, transporte (por ponerlo en una parte regulada del sistema que no pueden evitar los usuarios beneficiados indirectos no usuarios directos de la terminal);
- El proyecto que permita que se materialicen los beneficios en las fechas para respaldar OEFs será el que tenga derecho a recibir el cargo por confiabilidad.

Asimismo para que la terminal se haga con seguridad, es necesario que el estado permita que el proyecto se adelante con trámite de urgencia y para eso el Capítulo 6 presenta los detalles del contenido del documento Conpes.

2 Metodología

En esta sección del documento analizamos la metodología que podría aplicarse para fijar un cargo por continuidad al sector de gas y al sector eléctrico. Está basada en la teoría de bienes públicos y en un enfoque beneficio-costos en el cual cuando los costos son inferiores a los beneficios para la sociedad (aunque no para los agentes privados) se puede fijar un cargo por continuidad (como un impuesto Pigouviano) que haga que la decisión privada coincida con la decisión pública. Esta es una metodología típica para justificar las intervenciones del estado en la economía (política energética y regulatorias) y su uso es recomendado por diferentes organismos, incluida la OCDE.⁶

2.1 SUSTENTO ECONÓMICO

Como todo ejercicio de bienestar en regulación la función objetivo del regulador es maximizar una suma del excedente del consumidor. Una forma general de expresarla (ver Armstrong et al (1994)) es:⁷

$$\alpha \text{ EC} + (1 - \alpha) \text{ EP}$$

donde el peso $\alpha < 1$.

Cuando el regulador le da la misma ponderación a los dos grupos, tenemos el caso típico en el cual se busca maximizar la suma de los dos excedentes. Al calcular la suma se toma como criterio de bienestar el criterio de Pareto que una situación es susceptible de mejorar si nadie pierde y alguien mejora; es decir si se puede aumentar el bienestar de un consumidor sin reducir el de los demás.⁸

La metodología está basada en la teoría económica de bienes públicos y en principios de imputación de costos para diseño tarifario. La razón es que los dos criterios son muy importantes:

- Se quiere que el terminal se construya porque tiene sentido desde el punto de vista social (eficiencia económica);

⁶ Organisation for Economic Co-operation and Development, 1995, Recommendation of the Council of the OCDE on improving the quality of Government regulations, OECD/GD(95)95.

⁷ Armstrong, Cowan y Vickers (1994) *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*, The MIT Press, Boston, Mass.

⁸ En el ejercicio que llevamos a cabo el regulador no da ninguna ponderación al bienestar de los generadores térmicos de pasar de una situación (respaldo de OEF con líquidos) a otra (respaldo de OEF con GNL) haciendo que los usuarios (algunos de ellos también productores porque utilizan el gas como insumo) se queden con todos los beneficios. La razón es que es una de las soluciones de esquina, la otra sería no dar beneficios a los demás usuarios y dárselas todas a los térmicos. El Apéndice 2 discute este punto en más detalle.

- Se requiere que los usuarios para los cuales los beneficios exceden a los costos participen en la decisión de construir el terminal;⁹
- Se quiere que los usuarios reales paguen la parte correspondiente de los costos que ocasionan directamente (*causan*) a la infraestructura para que el uso sea acorde con la valoración que se haga (eficiencia de la asignación).

2.1.1 Bienes públicos

La confiabilidad es el caso típico de un bien público en cuanto no es fácil imputar los beneficios a cada beneficiario. Para ilustrarlo con un ejemplo típico de bien público podemos pensar en la seguridad de una sociedad (los organismos de policía y justicia) en el cual todos sus ciudadanos se benefician de ella pero sólo se pueden imputar sus costos cuando exista un uso. Sin embargo, no puede decirse que los que no la utilizan directamente no se benefician de ella porque su mera existencia genera seguridad.

En el caso que nos ocupa, el caso de una terminal de regasificación, existe una dicotomía similar. Muchos se benefician de ella sin tener que hacer uso explícito de la misma pero otros se benefician de su uso. Por ejemplo, la terminal implica que una salida de un campo puede ser cubierta por medio de su uso pero también el hecho que los generadores térmicos la utilicen como respaldo a sus Obligaciones de Energía Firme (OEFs) genera un retiro de la demanda térmica de la demanda nacional que hace que el precio de gas doméstico sea inferior a lo que sería si éstos no tuvieran esa opción.

Este tipo de razonamiento es el utilizado para justificar, por ejemplo, el cargo por confiabilidad del sector eléctrico colombiano. Como todos los usuarios se benefician de la existencia de capacidad en el mercado, la capacidad determinada por el regulador se asigna a todos los usuarios potenciales en proporción a lo que se cree es el inductor de beneficios (p. ej. el precio de la energía en el caso del cargo).

2.1.2 Participación

Cualquier mecanismo necesita asegurar que el consumidor del bien público para el cual el beneficio marginal es superior al costo marginal esté dispuesto a pagar su parte de la terminal. Esto implica que los generadores térmicos deben estar dispuestos a participar en el uso de la terminal porque son ellos los que hacen que la mayoría de beneficios se manifieste. Si ellos no utilizan la terminal, los beneficios no se realizarán.

⁹ Es decir que se estructure un pago que haga que los usuarios que materialicen los beneficios para la economía estén dispuestos a utilizar la terminal.

2.1.3 Causalidad

En regulación se considera que los costos de inversión (costos fijos) se deben asignar a los causantes directos de la inversión en función al inductor de costos. La razón es sencilla, si no se imputa de esta manera, no se dimensionan las estructuras de manera apropiada, ni tampoco se hacen las inversiones de acuerdo con lo que los usuarios requieren. Esto implica que a los agentes que consumen en la punta de demanda se les imputan los costos fijos y variables y a los agentes que consumen fuera de la punta de demanda sólo se les imputan los costos variables.

El principio de causalidad puede invocarse en las ocasiones en las cuales se materializa de manera directa la demanda de la infraestructura, en el caso de usuarios y beneficiarios potenciales es necesario utilizar el principio de bien público. Sin embargo, debe comprobarse que los usuarios sí están dispuestos a pagar esos servicios en cuanto la voluntad a pagar (sus beneficios) excede el pago por uso.

2.2 DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

2.2.1 Planteamiento general

Para poder aplicar la metodología, se debe determinar en una primera fase:

- Necesidad de construir un terminal (realizado en nuestro primer estudio);
- Determinación de los beneficiarios del terminal y una cuantificación de sus beneficios y dentro de ellos:
 - Beneficiarios indirectos (no usan la terminal *strictu sensu*);
 - Beneficiarios directos (por uso):
 - Usuarios probables;
 - Usuarios contingentes;

La primera tarea ya se ha realizado y resulta que por sí sólo el sector eléctrico justifica la construcción de una terminal en la Costa Atlántica. La terminal de la Costa Pacífica es sensible a los precios de los combustibles líquidos. Los beneficios potenciales están entre 600 y 1.200 MUSD al año para todo el país.

Clases de beneficios

La presencia de la terminal genera dos tipos de beneficios dependiendo del uso, o falta de uso, que se haga de ella:

- Beneficios por el uso de la terminal;
- Beneficios por la existencia de la terminal.

Los beneficios por uso vienen asociados a que sólo se materializan para los usuarios al utilizar la terminal. Los beneficios por existencia se materializan por la existencia de la terminal y no requieren de su uso sino, únicamente, de que se construya y opere, aun cuando otros hagan uso de ella.

Clases de beneficiarios

Existen dos formas de clasificar a los beneficiarios, por sector y por efecto. Los dos sectores son el eléctrico y el de gas y los efectos son indirectos y por uso.

La siguiente tabla lo ilustra:

Tabla 1. Beneficiarios de la terminal

Sector/Efecto	Directo	Indirecto
Eléctrico		Consumidores de electricidad
Gas	Usuarios de la terminal: <ul style="list-style-type: none"> • A priori • A posteriori 	Otros consumidores de gas doméstico

Tenemos entonces cuatro beneficiarios diferentes, dos por uso y dos por existencia de la terminal. De estos últimos:

1. Los consumidores eléctricos son beneficiarios indirectos, en todo caso, porque no utilizarán la terminal:
 - Nunca serán usuarios de la terminal porque no consumen gas;
 - Se benefician indirectamente a través del consumo de un bien final para el cual el gas es un insumo en el proceso productivo.

Su beneficio proviene de que el precio de la electricidad será menor que si no existiera el terminal.

2. Los beneficiarios indirectos del sector de gas son consumidores de gas doméstico (no usuarios de la terminal) que se benefician de manera indirecta porque ésta reduce los precios de gas doméstico y aumenta la competencia en el suministro de gas.

Los beneficiarios directos son consumidores de gas pero que se diferencian entre sí por la probabilidad de uso.

1. Existen unos usuarios que a priori pueden decidir si van a utilizar la terminal porque será su fuente habitual de suministro. Se puede decir que son usuarios que cubren variaciones en la demanda de gas en un horizonte previsible. Estos son los generadores térmicos quienes utilizarán la terminal como fuente de suministro en el Niño y como respaldo de sus obligaciones de energía firme (OEFs). Podemos llamarlos usuarios *a priori*.

2. Existen otros para los que no puede determinarse *a priori* su uso porque éste se producirá en caso de una contingencia (salida de un campo, de algún elemento de la red de transporte, etc.) que se sabe que puede ocurrir pero no se conoce con precisión el tamaño ni la utilización que hagan del terminal en ese caso. Los llamaremos usuarios *a posteriori*.

Esta distinción es muy importante porque la terminal tiene elementos que, claramente, pueden asociarse a los usuarios *a priori* y elementos que pueden asociarse a los usuarios *a posteriori*. Nos referimos a elementos que son de flexibilidad de corto plazo (reservas para la operación del sistema en condiciones contingentes) y elementos que son de flexibilidad de largo plazo (*adequacy* o suficiencia para operación en condiciones estables).

2.2.2 Definición del escenario de referencia

Para calcular los beneficios y poder imputar los costos es necesario determinar el escenario de referencia (*counterfactual*). El problema de este ejercicio es que en realidad se necesita determinar dos escenarios de referencia porque la situación actual es insostenible como documentó el Informe 1. Así, deberemos determinar lo que pasaría si la terminal no se construye y lo que pasaría si se construye. Solo así podemos atribuir los beneficios a la terminal cuando comparemos las dos situaciones.

El escenario de referencia sin terminal que se pudo apreciar en la primera fase del estudio era combustibles líquidos para los usuarios *a priori* que les permitiera respaldar sus obligaciones de energía firme. Sin embargo, la conclusión obtenida en el primer estudio puede precisarse si analizamos las generaciones de seguridad en más detalle porque éstas – a diferencia de las generaciones en mérito – tienden a ser más estables y, por este motivo, pueden respaldarse por medio de contratos de suministro doméstico con características de compra mínima (*take or pay*).

Analizaremos si las generaciones de seguridad pueden ser atendidas con gas doméstico en los dos escenarios:

1. Escenario con terminal:
 - Generaciones de seguridad con GNL y generación en presencia de El Niño con GNL. Demanda no-térmica consume gas doméstico.
 - Generaciones de seguridad con gas doméstico y generación adicional con GNL. La demanda no-térmica consume gas doméstico.
2. Escenario sin terminal:
 - Generaciones de seguridad con gas doméstico y consumo en presencia de El Niño de combustibles líquidos (lo cual da lugar a una pérdida por no utilizar el gas contratado para las generaciones de seguridad). Demanda no-térmica con gas doméstico.

- Generaciones de seguridad y en mérito con combustibles líquidos. Demanda no-térmica con gas doméstico.

2.2.3 Procedimiento de imputación de costos

Usuarios

Los usuarios *a priori* tienen la oportunidad de utilizar otro combustible distinto al GNL por lo tanto el incremento de sus costos por el uso de la terminal debe ser similar a los costos que tendrían en el escenario de referencia. Esto implica que para los térmicos se debe comparar que los costos (fijos) que deben asumir de la terminal (CT) sean menores o iguales a los costos incrementales (uso de líquidos) del escenario sin terminal:

- Primas de disponibilidad de líquidos (DL);
- Costo fijo anual del almacenamiento de líquidos (CFA);
- Conversión de las plantas que aún no lo han hecho (CL).

Con lo que los Costos Asumidos por los Generadores Térmicos de la Terminal son iguales a:

$$CAGTT = DL + CFA - CL - CTR$$

A los cuales se les deben deducir los costos de transporte de gas que se causan con la terminal (CTR).¹⁰

Los usuarios *a posteriori* asumirán los costos de la terminal siempre y cuando el costo de evitar la interrupción (costo imputado por uso de la terminal) sea inferior al beneficio de evitar la interrupción (el costo del sustituto del gas doméstico). Si esto ocurre, pueden asumir un máximo de los beneficios de evitar la interrupción por medio de la terminal (CAUAPT). De lo contrario, decidirán no pagar por su uso.

La suma de $CAGTT + CAUAPT$ la denominamos Costo Asumido por Beneficiarios Directos CABD.

Beneficiarios indirectos

Los costos restantes de la terminal ($CABI = CT - CABD$) son función de los beneficios relativos del sector de gas y el sector eléctrico. La proporción que asume el sector eléctrico de estos costos es:

$$\alpha = \frac{BE}{(BE + BG)}$$

¹⁰ Esto porque la terminal es suministro y los líquidos son suministro más el costo de transporte.

Donde BE son beneficios monetarios sector eléctrico y BG beneficios monetarios sector de gas. Y el sector de gas asume:

$$\beta = \frac{BG}{(BE + BG)} = (1 - \alpha)$$

Los factores α y β se aplican a los Costos Asumidos por los Beneficiarios Indirectos:

$$CABI = CT - (CAGTT + CAUAPT) = CT - CABD$$

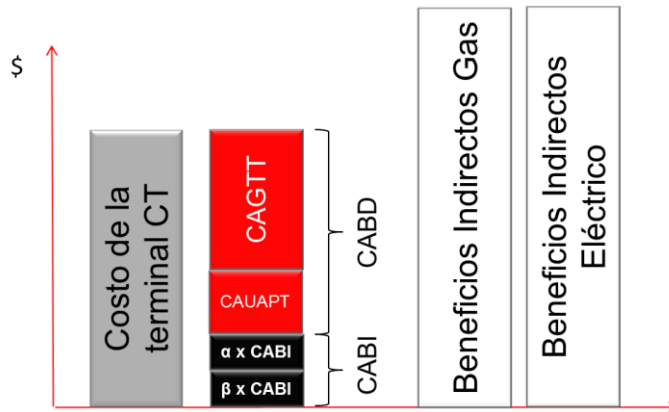
Con lo cual por el sector eléctrico y el sector de gas asumirán, respectivamente:

$$\alpha \times CABI$$

$$\beta \times CABI.$$

La siguiente ilustración lo explica de una manera gráfica:

Ilustración 1. Asignación de costos de la terminal



2.3 CUANTIFICACIÓN DE BENEFICIOS

En este planteamiento lo que hace falta es la manera de calcular los beneficios del sector de gas. Consideramos que el sector de gas deriva beneficios en el escenario con terminal por los siguientes motivos:

1. Reducción de la demanda de gas doméstico (la demanda potencial de gas doméstico para las térmicas llega hasta el punto de indiferencia con el combustible líquido para OEFs y la demanda doméstica es el netback de otros combustibles);¹¹
2. Aumento de las exportaciones de gas a aquellos usuarios para los cuales la compensación por interrupción establecida hoy día no es suficiente;

¹¹ En el proceso reciente de asignación de gas natural para los años 2012-2013 para el gas de Cusiana sólo acudieron Termocentro – de manera parcial - y Merilétrica. La abstención de las otras centrales térmicas parece haber sido responsable de precios de gas de Cusiana entre 2,5 y 3,5 USD/MBTU muy por debajo de los 5,80 de Guajira.

3. Aumento en la confiabilidad de corto plazo por diversidad de fuentes de suministro. Días de indisponibilidad programada y no programada del campo de Ballenas valorados a costo de sustituto.
4. Aumento de la oferta de gas en el valor de la capacidad de la terminal.

Además de algunos beneficios estratégicos de difícil cuantificación como son el hecho que el país puede convertirse en el *hub* energético (electricidad y gas) del que tanto se habla en la región y uno de equilibrio general en que el precio del gas comienza a parecerse al precio internacional con las ventajas que esto tiene para la asignación eficiente de recursos.¹²

¹² La teoría del comercio internacional y la teoría del equilibrio general aplicada a países en desarrollo (Little y Mirlees (1974) *Project appraisal and planning for developing countries*. Basic Books, Nueva York, 1974) dice que los bienes transables deben fijarse a precios internacionales.

3 Determinación de los escenarios

La metodología parte de la determinación de los escenarios. Como se ha afirmado, el análisis de beneficios necesita de la comparación del mercado de gas en dos situaciones hipotéticas:

- La situación del mercado en ausencia de una terminal (Escenario “Sin Terminal”).
- La situación del mercado en presencia de una terminal (Escenario “Con Terminal”).

El escenario de referencia que se pudo apreciar en la primera fase del estudio era un escenario en el que los generadores utilizaban combustibles líquidos para respaldar sus obligaciones de energía firme. La razón era sencilla, el costo de la flexibilidad era más bajo para los combustibles líquidos que para el gas doméstico – debido al alto nivel de compra mínima de los contratos *take or pay* – pero en el estudio no se distinguieron dos tipos de generación que son diferentes. Nos referimos a que algunas generaciones de seguridad pueden ser estables y permitir absorber un *take or pay* igual al despacho de seguridad.

Pero como las generaciones de seguridad se pagan a costo variable y las centrales – en este escenario – van a respaldar sus OEFs con combustibles líquidos, es importante comprobar si los líquidos no son una alternativa de combustible para las generaciones de seguridad.

En esta sección analizamos la lógica de dos situaciones para los usuarios térmicos desde una perspectiva privada (rentabilidad). Partimos de que las OEFs se respaldan con líquidos (Escenario Sin Terminal) o con GNL (Escenario Con Terminal) y queremos comprobar si las generaciones de seguridad se hacen utilizando los mismos combustibles o si, por el contrario, se utiliza gas doméstico para ellas.

Se concluye que en los dos escenarios el gas doméstico se usa para las generaciones de seguridad y el combustible respectivo para las OEFs. Sin embargo, antes de entrar en los detalles de lo analizado es importante remarcar que se ha supuesto que existe una oferta de gas natural confiable en suficiente cantidad para cubrir las generaciones de seguridad de las plantas. Esto puede no ser cierto pero con los datos disponibles y con lo inevitablemente especulativo que resulta de modelar la oferta futura de gas (y las generaciones de seguridad) es un supuesto razonable que se ajusta a nuestra conclusión de que el problema principal del mercado de gas colombiano es la falta de oferta flexible más que de oferta de gas *per se*.

3.1 ESCENARIO SIN TERMINAL

Para llevar a cabo este ejercicio se hacen los siguientes supuestos.

Primero, las plantas respaldan sus OEFs con combustibles líquidos. Esto implica que incurren en los siguientes costos incrementales de garantía de OEFs:

- Inversiones en reconversión, incurridos por las plantas: TEBSA, y PROELÉCTRICA.¹³ Hemos supuesto un costo de 94 centavos de dólar por kw-mes de costo para cada planta.
- Primas de disponibilidad de líquidos equivalentes a 6 centavos de dólar por galón aplicados a los volúmenes respaldados en firme.
- 20 días de almacenamiento de combustibles líquidos valorados a precio de adquisición y costo incurrido sólo una vez.

La siguiente tabla ilustra estos valores para cada planta.¹⁴

Tabla 2. Costos fijos de utilizar líquidos

	Capacidad (MW)	Conversión (USD-Año)	Prima de Disponibilidad (USD-Año)	Almacenamiento (USD-Año)	TOTAL (USD-Año)
Termo Candelaria 1	157	-	5,374,754	1,777,989	7,152,743
Termo Candelaria 2	157	-	5,449,569	1,802,737	7,252,306
Termo Cartagena 1	64	-	2,710,221	616,643	3,326,864
Termo Cartagena 3	70	-	2,492,341	567,070	3,059,411
Termoflores 1	160	-	4,704,289	1,563,364	6,267,653
Termoflores 4	450	-	11,617,300	3,860,746	15,478,047
Proeléctrica 1	90	1,036,800	2,636,482	876,175	4,549,457
Tebsa Total	790	9,100,800	20,778,351	6,905,214	36,784,366
Termobarranquilla 3	64	-	2,225,037	509,371	2,734,409
Termobarranquilla 4	63	-	2,252,030	515,551	2,767,581
TOTAL	2,065	10,137,600	60,240,375	18,994,860	89,372,835

Fuente: XM

Segundo, con independencia del combustible utilizado, se supone que por generaciones de seguridad las térmicas se ingresan los costos variables de generación. En el caso que nos ocupa los ingresos de seguridad son:

- Gas: gas valorado a precio de suministro y costos variables de transporte (100% variable desde Guajira).¹⁵

¹³ Flores 3 ha comenzado la adecuación a líquidos recientemente.

¹⁴ Este monto es importante porque da una idea del valor máximo que cada planta estaría dispuesta a pagar por los costos fijos de la terminal de importación al año (incluyendo los otros costos fijos de combustible como son los costos fijos de transporte). De esta manera, de lo que cada planta estaría dispuesta a pagar por la terminal es necesario descontar el costo fijo del transporte de la terminal lo cual requiere analizar el escenario con terminal que se hace en la siguiente sección. En la sección de aplicación de la metodología se calcula este monto.

¹⁵ Esta es la única ganancia de generar con gas doméstico para seguridad comparado con generar con líquidos donde no hay una ganancia para el generador.

- Líquidos: costos variables de suministro y transporte.

Tercero, suponemos que cuando las térmicas consumen gas para generaciones de seguridad contratan la generación diaria esperada de seguridad con un *take or pay* del 90% (que parece ser el nivel de *take or pay* disponible en la Costa). Cuando se contrata gas, sin embargo, se utilizan los líquidos durante el Niño por la dificultad de quemar los dos combustibles simultáneamente.¹⁶ Esto da lugar a una pérdida del gas contratado en firme (para seguridad) en épocas de Niño porque se genera la totalidad de las OEFs con combustibles líquidos.

La pérdida equivale a un mes de gas en *take or pay* (suponemos que cada cinco años hay un evento Niño y que éste dura cinco meses). Sin embargo, dejamos la posibilidad que este gas se pueda vender a un precio que puede variar entre cero y el precio de adquisición. Así, y cuarto supuesto, suponemos que en un Niño cuando las térmicas usan líquidos para generar pierden el cargo fijo de transporte (de la pareja de cargos 50-50) entre el campo y su punto de consumo.

Quinto, cuando las plantas utilizan líquidos para generaciones de seguridad, se les pagan los costos variables de las cantidades utilizadas (que también incluye el capital de trabajo de pagar el combustible a los 5 días de consumo y recibir ingresos de ventas por seguridad cada mes).

Sexto, durante el Niño únicamente, los generadores incurren en pérdidas por tener costos variables superiores al precio de escasez. Es decir, suponemos que en las generaciones de seguridad se paga el costo variable de generación con independencia de si éste excede el precio de escasez (suponemos, como dice el modelo de mercado escogido en Colombia, que las OEF se liquidan por mérito).

Finalmente, los costos fijos de AOM se reparten de acuerdo a la generación en cada modalidad de combustible. Si una planta genera por seguridad 60% con el combustible gas (G) y 40% del tiempo con líquidos (L), sus costos fijos de AOM son:

$$AOM = 60\% AOM_G + 40\% AOM_L.$$

Una variable muy importante del análisis es el valor de las generaciones de seguridad que se suponen constantes cada día o al menos compensables por medio de un *take or pay*.¹⁷ Al respecto tenemos diversas formas de estimar este valor. Podemos utilizar las históricas (disponibles en NEON) o las previstas por XM en un análisis de largo plazo con restricciones de red o, también, podemos hacer algunos supuestos razonables. Las históricas no son muy fiables para algunos casos como Candelaria, Cartagena o Flores 4 y para las previstas por XM desconocemos la metodología utilizada. Así proponemos usar estas dos fuentes más un criterio adicional basado en supuestos razonables.

¹⁶ Con excepción de las Barranquillas que pueden utilizar los dos combustibles de manera simultánea.

¹⁷ Es decir, no se incurre en pérdidas por gas o líquidos no utilizados de los volúmenes de combustible contratados para generaciones de seguridad.

Este criterio corresponde a tomar la generación histórica en períodos que incluyan un Niño y suponer que se genera a 80% de la carga durante un mes (que correspondería a un Niño cada cinco años con cinco meses de duración) y el remanente en el año es el valor de las generaciones de seguridad. Con estos valores consideramos apropiado utilizar los siguientes valores de generaciones de seguridad.

Tabla 3. Supuestos de generaciones de seguridad (GWh-año)

	XM	Históricas	Criterio	Elegida
Termo Candelaria 1	58.6	95.0	53.3	53.3
Termo Candelaria 2	38.5	83.7	7.4	7.4
Termo Cartagena 1	0.0	46.2	0.0	0.0
Termo Cartagena 3	0.0	86.6	26.1	26.1
Termoflores 1	520.1	451.4	370.4	370.4
Termoflores 4	240.6	1647.0	1711.8	1711.8
Proeléctrica 1	58.6	313.8	91.4	91.4
Tebsa Total	3073.9	2355.1	3005.2	2355.1
Termobarranquilla 3	55.5	82.5	25.0	25.0
Termobarranquilla 4	81.8	92.0	26.1	26.1

Fuente: XM.

Con estos supuestos, los resultados de realizar el ejercicio para este Escenario se resumen en la tabla a continuación.

Tabla 4. Beneficios de utilizar gas natural o líquidos para GDS (Precio de reventa: 0 USD/MBTU)

	Gas Natural + Líquidos	Líquidos + Líquidos	Diferencia
Termo Candelaria 1	6,923,537	6,564,792	358,745
Termo Candelaria 2	5,677,084	5,423,686	253,398
Termo Cartagena 1	1,408,149	1,408,149	-
Termo Cartagena 3	1,291,347	1,136,675	154,672
Termoflores 1	6,521,303	6,069,370	451,933
Termoflores 4	23,455,521	21,845,590	1,609,931
Proeléctrica 1	3,946,172	3,608,160	338,011
Tebsa Total	37,314,365	34,158,013	3,156,352
Termobarranquilla 3	2,751,678	2,180,003	571,674
Termobarranquilla 4	2,167,222	1,577,776	589,446

Fuente: XM.

Los resultados muestran que la elección es, en todos los casos, utilizar gas para generaciones de seguridad. Este resultado no es sensible al precio de reventa de gas; para todos los valores de precios de reventa de gas, es más rentable utilizar gas doméstico (si está disponible) para las generaciones de seguridad que combustibles líquidos.

Esta conclusión se refuerza porque el ejercicio supone que el nivel de confiabilidad de la infraestructura y la logística de líquidos tiene el mismo grado de confiabilidad que el gas doméstico. Lo cual implica varios costos de implantación (resistencia local a los carrotanques, nuevos muelles de descarga, etc.) que aquí no están considerados – y que hacen difícil una operación permanente de generaciones de seguridad con líquidos (además de los sobrecostos económicos de la generación de seguridad con líquidos).

Recomendamos así, utilizar como Escenario Sin Terminal uno en el que las plantas térmicas compren gas para generaciones de seguridad pero respalden sus OEFs con líquidos.

3.2 ESCENARIO CON TERMINAL

Para el Escenario Con Terminal lo importante es analizar si las generaciones de seguridad se cubren con GNL o con gas natural doméstico. Como las generaciones de seguridad se liquidan a costo variable, lo importante para que se use gas doméstico es:

$$\text{Costos fijos GDS con GNL} > \text{Costos fijos GDS GN}$$

Los costos fijos del gas doméstico son los de transporte en el tramo Ballena – punto de consumo porque los *take or pay* del suministro (90%) para generaciones de seguridad no significan pérdidas por gas no utilizado porque asumimos que el perfil de uso del gas es equivalente a una generación continua.

La siguiente tabla incluye los elementos para el cálculo de los costos fijos por generaciones de seguridad.¹⁸

Tabla 5. Costos fijos por generaciones de seguridad. Escenario con terminal

	Costos Fijos Transporte Ballenas-Nodo USD Año	Gas perdido en año Niño MPCD	Gas perdido al año a lo largo de un ciclo hidrológico MPCD
Termo Candelaria 1	286,755	0.44	0.088
Termo Candelaria 2	40,558	0.06	0.012
Termo Cartagena 1	-	-	-
Termo Cartagena 3	146,205	0.23	0.045
Termoflores 1	1,203,671	2.63	0.527
Termoflores 4	4,884,792	10.69	2.139
Proeléctrica 1	420,725	0.65	0.130
Tebsa Total	6,846,905	14.99	2.998
Termobarranquilla 3	96,249	0.21	0.042
Termobarranquilla 4	103,066	0.23	0.045
TOTAL	14,028,926	30.13	6.026

Fuente: XM y datos de Promigas.

¹⁸ El gas “perdido” hace referencia al gas doméstico de generaciones de seguridad que puede no usarse en un fenómeno de Niño y queda, así, disponible para reventa en ese período

Pero existen algunos ingresos adicionales a los costos variables cuando se genera por seguridad. Al generar por seguridad el generador recupera los costos variables de un cargo 100% variable con lo cual el “beneficio” por utilizar transporte de gas doméstico para generaciones de seguridad en lugar de gas importado (BT) es:

$$BT = (CV100\% - CV50\%)_{\text{terminal} - \text{nodo}} - (CV100\% - CV50\%)_{\text{Ballenas} - \text{nodo}}$$

El valor de estos beneficios se calcula en la tabla a continuación.¹⁹

Tabla 6. Recuperación de costos de transporte por GDS

	Desde Ballenas a la Planta			Desde Terminal a la Planta			BT MUSD-Año
	CV100%-CV50%	GDS MPCD	Costo USD Año	CV100%-CV50%	GDS	Costo USD Año	
Termo Candelaria 1	0.322	1.394	163,638	0.082	1.394	41,862	121,776
Termo Candelaria 2	0.322	0.197	23,144	0.082	0.197	5,921	17,224
Termo Cartagena 1	0.322	0.000	-	0.082	0.000	-	-
Termo Cartagena 3	0.322	0.711	83,432	0.082	0.711	21,344	62,088
Termoflores 1	0.257	8.321	778,995	0.228	8.321	693,191	85,804
Termoflores 4	0.257	33.767	3,161,352	0.228	33.767	2,813,138	348,214
Proelétrica 1	0.322	2.046	240,088	0.082	2.046	61,420	178,668
Tebsa Total	0.257	47.330	4,431,197	0.228	47.330	3,943,112	488,084
Termobarranquilla 3	0.257	0.665	62,290	0.228	0.665	55,429	6,861
Termobarranquilla 4	0.257	0.712	66,703	0.228	0.712	59,356	7,347
TOTAL		95.145	9,010,840		95.145	7,694,773	1,316,067

Fuente: XM y datos de Promigas.

En un Niño es importante comparar si es mejor utilizar el gas doméstico o importar todo el gas para generación en mérito. Esto es función de la diferencia del precio de venta en mercado secundario y el precio de adquisición. Aunque creemos que no habrá mayor diferencia entre los precios de gas importado y gas doméstico spot en un Niño (porque convergerán en el mercado secundario) los beneficios de usar gas doméstico (comparados con GNL) en El Niño son:

$$(\text{Precio de GNL} - \text{Precio de adquisición de gas}) \times \text{Gas perdido}$$

Así, el generador debe esperar diferencias de precios de gas que hagan que:

$$(PGNL - P_{\text{adq. de gas}}) \times \text{Gas perdido} > CF_{\text{Ballenas-Nodo}} - CF_{\text{Terminal-Nodo}} - BT$$

La siguiente tabla presenta las diferencias de precios de gas en un Niño que compensarían los costos fijos en que debe incurrir el generador por las generaciones de seguridad.

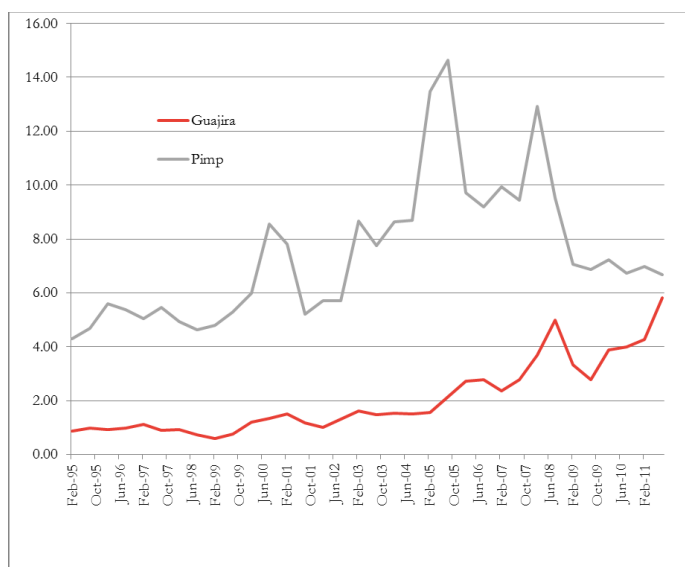
¹⁹ Se ha asumido un CAPEX de conexión del terminal de 50 MUSD, un WACC del 15% y un ratio entre costo fijo y variable del 56%, que es el valor medio de las tarifas en la Costa.

Tabla 7. Diferencia de precios de gas que compensan los costos fijos de transporte

	Costos Fijos Transporte Ballenas-Nodo USD Año	Gas perdido en año Niño MPCD	Costos fijos Terminal- Nodo	BT USD Año	Diferencia precios
Termo Candelaria 1	286,755	0.44	- 175,944	- 121,776	- 0.05
Termo Candelaria 2	40,558	0.06	- 24,885	- 17,224	- 0.05
Termo Cartagena 1	-	-	-	-	-
Termo Cartagena 3	146,205	0.23	- 89,706	- 62,088	- 0.05
Termoflores 1	1,203,671	2.63	- 66,170	- 85,804	0.83
Termoflores 4	4,884,792	10.69	- 268,534	- 348,214	0.83
Proeléctrica 1	420,725	0.65	- 258,143	- 178,668	- 0.05
Tebesa Total	6,846,905	14.99	- 376,399	- 488,084	0.83
Termobarranquilla 3	96,249	0.21	- 5,291	- 6,861	0.83
Termobarranquilla 4	103,066	0.23	- 5,666	- 7,347	0.83
TOTAL	14,028,926	30.13	- 1,270,738	- 1,316,067	0.39

Fuente: XM y datos de Promigas.

Como puede verse, no son diferencias sustanciales de precios que, de hecho, se han visto normalmente en Colombia (ver gráfico abajo). En el gráfico se aprecia que en el pasado se han visto precios (hipotéticos de importación) que compensarían a las plantas en Barranquilla (las plantas en Cartagena no requieren diferencial de precios). Aunque estas diferencias se han estrechado con el desplome del precio del gas de Henry Hub el precio spot de GNL ha sido más alto que HH.²⁰

Ilustración 2. Precios de Guajira y Henry Hub Importado²¹

Fuente: Ecopetrol y HH

²⁰ De hecho Henry Hub es una referencia de precios para contratos de GNL de largo plazo y el precio spot de GNL será superior al precio de estos contratos.

²¹ El precio importado incluye costos de licuefacción, transporte y regasificación.

Por eso concluimos que la demanda de gas del país seguirá incluyendo la demanda de gas doméstico para generaciones de seguridad aún en presencia de la terminal. Esto implica que el gas en firme demandado de la terminal sea el que se presenta a continuación.

Tabla 8. Gas demandado de la terminal

	OEF MBTUD	GdS MBTUD	Gas demandado Terminal MBTUD	Gas demandado Terminal m3 día
Termo Candelaria 1	34.7	1.4	33.3	1,570.6
Termo Candelaria 2	33.0	0.2	32.8	1,549.1
Termo Cartagena 1	14.3	-	14.3	673.7
Termo Cartagena 3	11.1	0.7	10.4	492.2
Termoflores 1	28.1	8.3	19.8	935.2
Termoflores 4	73.9	33.8	40.1	1,892.7
Proeléctrica 1	15.4	2.0	13.4	632.3
Tebsa Total	125.0	47.3	77.7	3,666.6
Termobarranquilla 3	12.0	0.7	11.3	533.3
Termobarranquilla 4	11.2	0.7	10.5	494.2
TOTAL	358.73	95.14	263.59	12,439.90

Fuente: XM y datos de Promigas.

Nuestra conclusión no solo se basa en lo plausible del diferencial de precios sino que se refuerza porque al hacer generaciones de seguridad con gas importado es necesario hacer amplio uso del tanque de almacenamiento. Si existe algún costo fijo asociado con este tanque nuestra conclusión se refuerza.

4 Beneficios del sector de gas

Para poder imputar los costos – tema de la próxima sección – es necesario cuantificar los beneficios del sector eléctrico y del sector de gas. En el estudio inicial – fase 1 – se encontraron beneficios de alrededor de 600 – 1200 MUSD al año por tener una terminal de importación para la generación eléctrica.²²

En este memorándum presentamos los beneficios para el sector de gas de acuerdo a los escenarios establecidos y las dimensiones y configuración de la terminal de importación.

4.1 BENEFICIOS PARA EL SECTOR DE GAS

Consideramos que el sector de gas deriva beneficios – cuantificables – con la terminal por los dos siguientes motivos:²³

1. Probable reducción de la demanda de gas doméstico y menor precio de adquisición del gas;
2. Claro aumento en la confiabilidad de corto plazo por diversidad de fuentes de suministro. Se reducen las indisponibilidades de gas en un monto valorado a costo de combustible sustituto.

Además de algunos beneficios estratégicos de difícil cuantificación como son el hecho que el país puede convertirse en el *hub* energético (electricidad y gas) del que tanto se habla en la región y uno de equilibrio general en que el precio del gas comienza a parecerse al precio internacional con las ventajas que esto tiene para la asignación eficiente de recursos.²⁴

A continuación analizamos los dos beneficios cuantificables:

- Efecto sobre el mercado de gas;
- Efecto sobre la confiabilidad de corto plazo.

²² Estos beneficios son revisados para el ejercicio de imputación de costos del terminal por cuanto suponían que toda la generación se hacía con combustibles líquidos. Ahora encontramos que la opción de seguridad con gas doméstico puede ser importante. Esto se hace en la siguiente sección del documento.

²³ Existe un efecto muy difícil de cuantificar como es el efecto de aumento de los precios de exportación de gas. La legislación actual contempla que las compensaciones por exportaciones interrumpidas las pagará quien las interrumpe pero es difícil saber de qué manera ese mecanismo afecta los precios de exportación. Es decir, de qué manera los precios de exportación de gas podrán aumentar dado que el país no interrumpirá sus exportaciones en épocas de Niño. Aunque el precio lo determina el mercado internacional convendría saber el descuento al cual se vende el gas colombiano por su alta posibilidad de interrupción aún con compensación.

²⁴ La teoría del comercio internacional y la teoría del equilibrio general aplicada a países en desarrollo (Little y Mirlees (1974) *Project appraisal and planning for developing countries*. Basic Books, Nueva York, 1974) dice que los bienes transables deben fijarse a precios internacionales. El análisis de las posibles exportaciones de gas en la región es objeto de un capítulo aparte.

4.2 EFECTO SOBRE EL MERCADO DE GAS

Para estimar los beneficios de la terminal modelamos el mercado de gas con y sin terminal. Para hacer esto utilizaremos los datos de *netback* utilizados en el estudio de Perry et al (2010)²⁵ para Naturgas y nuestros análisis del precio máximo que pagarían los térmicos por el gas doméstico en los dos escenarios.

4.2.1 Mercado de gas sin terminal

El ejercicio es sencillo – aunque dispendioso – y en él se analizan los siguientes seis sectores en áreas de influencia de la Costa Atlántica (Costa y el interior hasta Barrancabermeja):

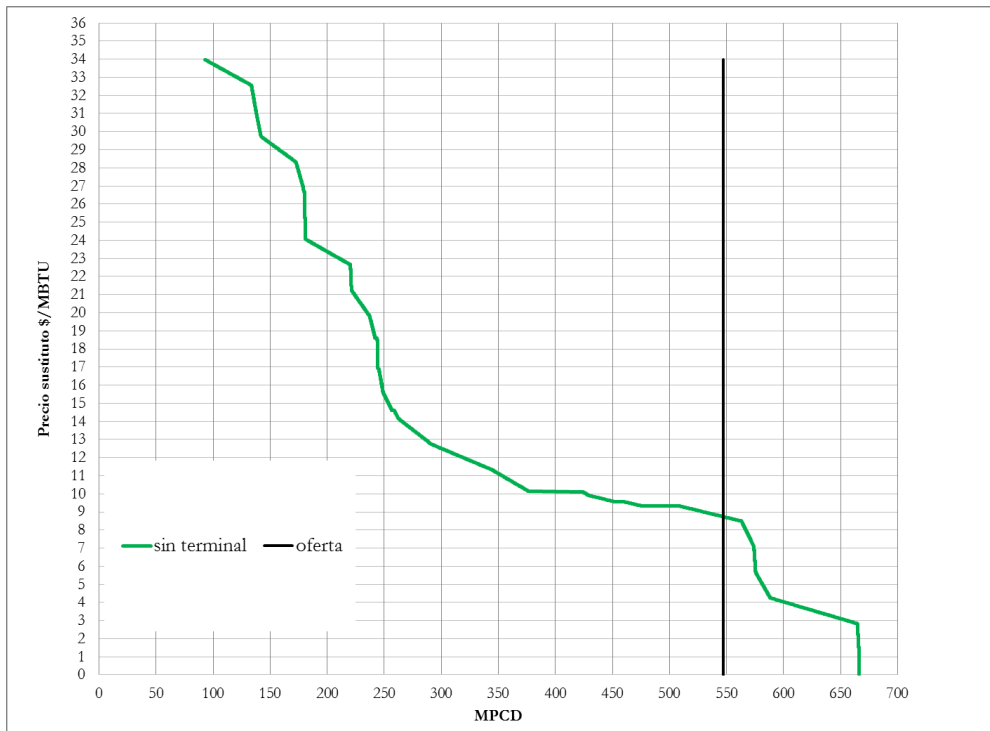
- Residencial;
- Comercial;
- Refinería;
- Petroquímico;
- GNV; y
- Térmicas de la Costa Atlántica.

Con base en el costo de los sustitutos (incluyendo reconversión de equipos) en el punto de consumo se construye la curva de demanda de los primeros cinco sectores tomando como información lo observado en el estudio de Perry et al (*op. cit.*). A partir de nuestros análisis de los costos del fuel oil, de los precios de transporte y de los análisis presentados en la construcción de escenarios se construye la curva de demanda de gas del país. La siguiente ilustración la muestra.²⁶

²⁵ Perry, Brugman, Meléndez y Roda (2010) *Diagnóstico y estrategia de desarrollo de largo plazo del sector gas*. Septiembre de 2010, Bogotá DC. Los datos los hemos extraído de los gráficos y son susceptibles a error de medición.

²⁶ La curva de demanda tiene, como es habitual, escalones. Pero como los precios exactos de indiferencia de las térmicas que hemos derivado en el análisis no aparecen contemplados en el estudio de Perry et al, hemos aumentado los rangos de precio a un rango mínimo de 1 centavo de dólar y suavizado algunos escalones donde puede haber heterogeneidad de usuarios (comercial, residencial, GNV) y otros donde no lo hay los hemos dejado en escalones (refinería, petroquímica y por central térmica).

Ilustración 3: Demanda de gas en ausencia de la terminal



Fuente: Cálculos a partir de Perry et al, XM, UPME

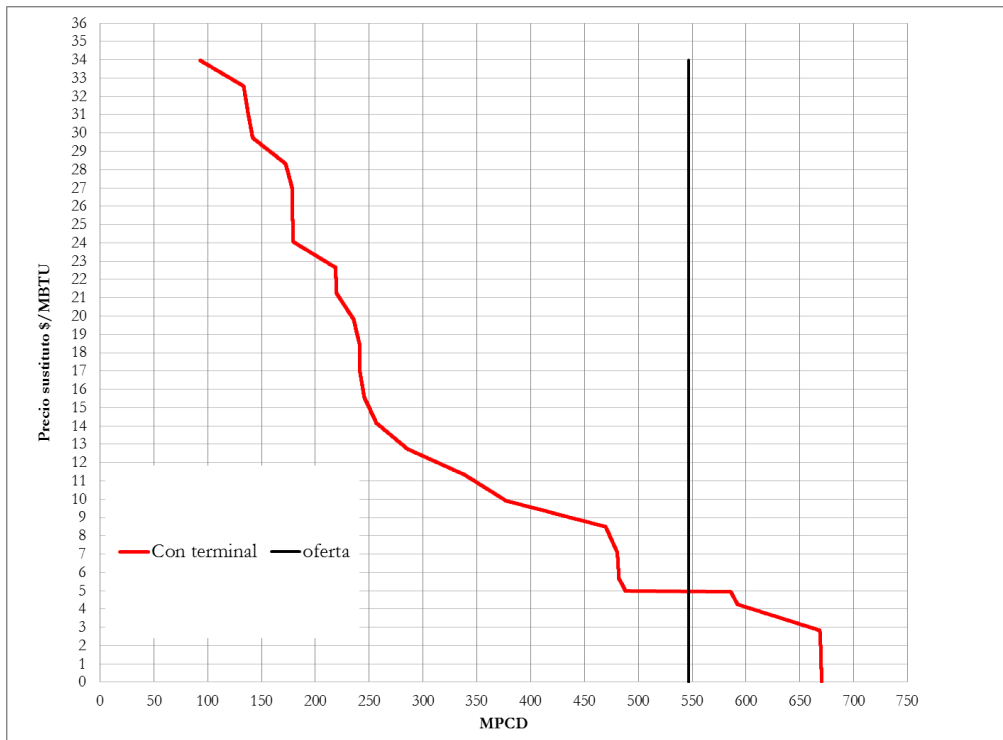
La demanda de las térmicas de gas (para seguridad) surge en la medida que los costos fijos del gas (transporte, *take or pay* y gas no utilizado en Niño) sean compensados con el precio de gas. La oferta de gas de 550 MPCD es la oferta para estas regiones más la oferta para generaciones de seguridad.²⁷

4.2.2 Mercado de gas con terminal

De manera similar, se construye la curva de demanda con terminal en la cual el precio del gas importado actúa como un sustituto para la demanda del país que puede utilizar gas. La siguiente ilustración la muestra junto con una oferta de 550 MPCD que da una idea del precio del gas doméstico en presencia de la terminal.

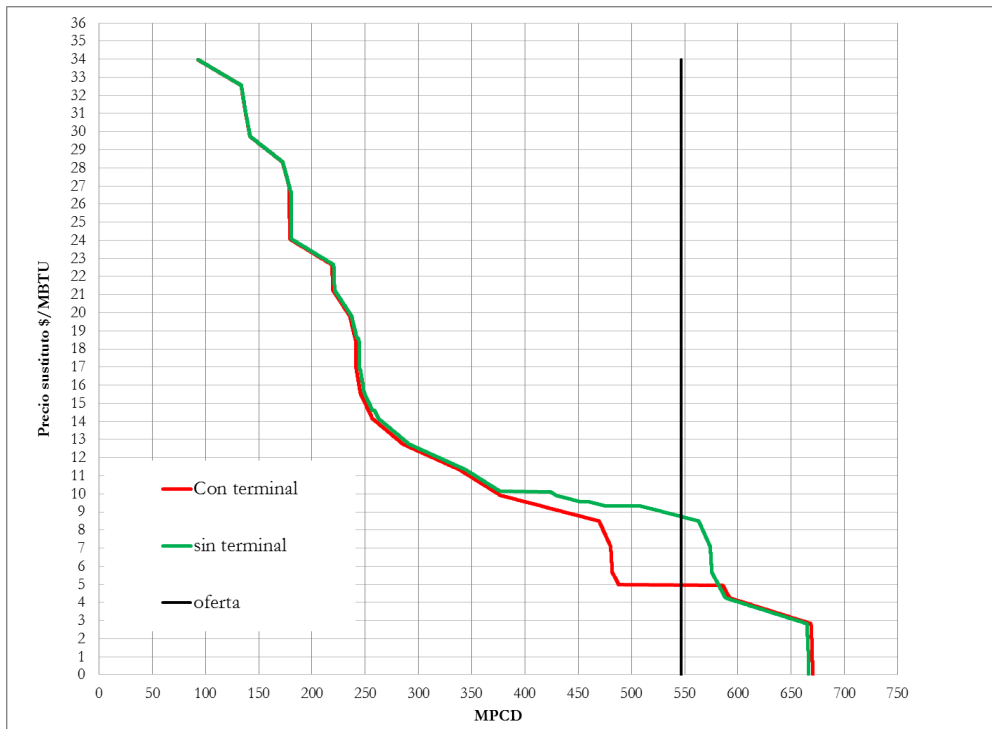
²⁷ Se supone que la curva de oferta es vertical porque el costo de producción es inferior al nivel de precios de equilibrio.

Ilustración 4. Equilibrio de mercado de gas doméstico en presencia de la terminal



Fuente: Cálculos a partir de Perry et al, XM, UPME

Ilustración 5. Equilibrio del mercado de gas doméstico en los dos escenarios



Fuente: Cálculos a partir de Perry et al, XM, UPME

Como puede apreciarse en la vecindad del precio de mercado la demanda de gas doméstico es más baja con la terminal que sin ella. Esto, que parece obvio, necesita cierta elaboración.

- Sin terminal: En esta situación los costos fijos de los líquidos (almacenamiento, los costos de conversión a líquidos de Tebsa, Flores 3 y Proeléctrica y las primas por disponibilidad) ya han sido incurridos. Así los costos incrementales del sustituto del gas (líquidos) son: (i) los mayores costos fijos de O&M, (ii) el mayor costo del capital de trabajo, y (iii) el costo del gas perdido al tener que generar con líquidos la totalidad de las OEF.
- Con terminal: en este caso el terminal es un costo hundido y los costos incrementales son sólo el mayor cargo fijo de transporte desde la terminal hasta la planta. Pero en este caso el gas doméstico brinda un beneficio porque se puede consumir de manera simultánea con el importado y éste tiene un menor precio.²⁸

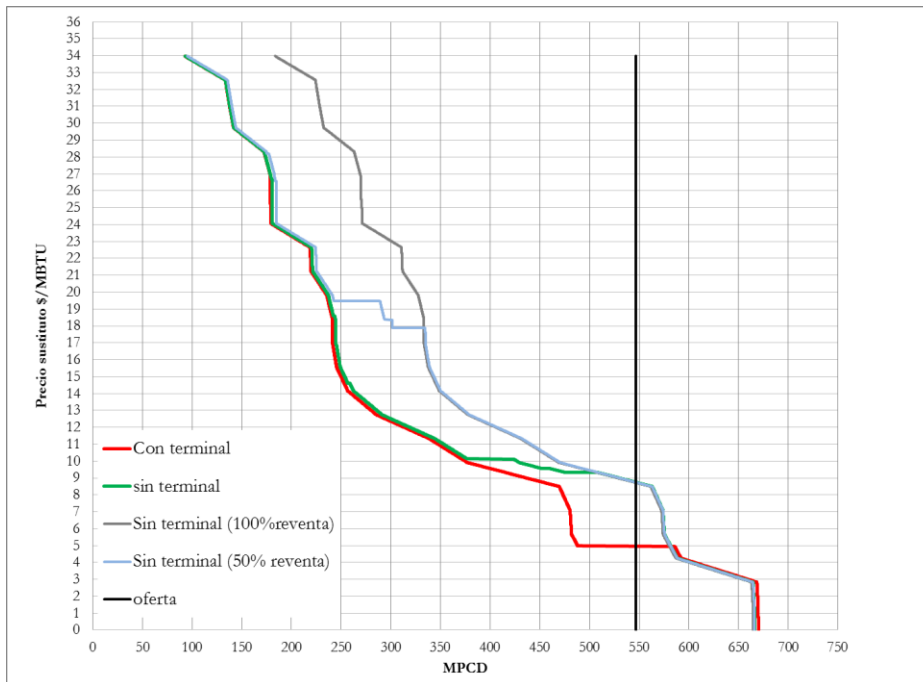
A priori en la situación con terminal es improbable que se pierda todo el gas y, de esta manera, el costo del gas perdido debería ser un parámetro muy importante de la demanda de gas sin terminal.

Para comprobar esta afirmación, hacemos un ejercicio de simulación de la demanda de gas bajo diferentes hipótesis de ingresos de gas en el mercado. Suponemos el precio de reventa es un 50% del precio de adquisición, en otro caso, un 100% del precio de adquisición. La siguiente ilustración presenta los resultados de este ejercicio que incluyen la demanda con terminal y la demanda sin terminal pero – ésta última – con un de precio de reventa de cero (curva sin terminal).

Sin embargo, los resultados (ver ilustración) no son sensibles a los supuestos del precio de reventa.

²⁸ *Ceteris paribus* el gas perdido en un Niño representa un costo para los generadores en la situación sin terminal y un beneficio en la situación con terminal (su precio es inferior) y por eso la demanda de gas doméstico con terminal es inferior que sin terminal (hay una mayor disposición a pagar por el gas doméstico, dado el mayor costo del sustituto).

Ilustración 6. Equilibrio de mercado de gas doméstico en presencia de la terminal



Fuente: Cálculos a partir de Perry et al, XM, UPME

4.2.3 Beneficios

Con estos supuestos el precio del mercado de gas estaría en estos valores:

- Precio con terminal 4.97 USD/MBTU;
- Precio sin terminal (50% reventa) 8.73 USD/MBTU;
- Precio sin terminal (100% reventa) 8.705 USD/MBTU;
- Precio sin terminal (sin reventa) 8.73 USD/MBTU.

El precio de reventa no parece influir en el precio del mercado de gas y los beneficios derivados de la terminal podrían estar en los valores representados en la tabla abajo.

Tabla 9. Beneficios de la terminal de acuerdo a reventa esperada de gas

	Precio USD/MBTU	Demanda MPCD	Beneficios (USD)
Con terminal	4.97	547	
<i>Sin Terminal</i>			
100% Reventa	8.71	547	746,709,700
50% Reventa	8.73	547	750,702,800
0% Reventa	8.73	547	750,702,800

Fuente: Cálculos a partir de Perry et al, XM, UPME

4.2.4 Efecto sobre las exportaciones

En general, los beneficios para las exportaciones de gas se pueden identificar como las mejores posibilidades de encontrar mercados y negociar mejores precios por la seguridad en el suministro del país proveedor, y los incentivos indirectos a las actividades de E&P que se originan en dichas condiciones.

No existe un estimativo del potencial de exportación del país en el largo plazo, pues el Potencial de Producción declarado por los productores al Ministerio de Minas y Energía estaría igualando la demanda normal del país hacia 2015 - 2016 (excluyendo la demanda de flexibilidad), época para la cual estaría lista la terminal de importación. Es decir, con dicho potencial de producción no serían viables las exportaciones a largo plazo.

Sin embargo, dado el Índice de Abastecimiento calculado por el MME en 18 años y los prospectos actuales de exploración en yacimientos convencionales y no convencionales, se puede adoptar como supuesto que el país podría mantener por 10 años (a partir de 2015), un nivel de exportaciones equivalente a una parte de la demanda estimada de la cuenca del Caribe y Centroamérica (región de influencia para un volumen relativamente pequeño de exportaciones).

Esta región está compuesta principalmente por la demanda de países como Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá, República Dominicana, Costa Rica y Jamaica, cuyas necesidades de gas estarían enfocadas a nuevos proyectos de generación y sustitución parcial de generación con Fuel Oil.²⁹

De acuerdo con información de Olade, este grupo de países utilizaron para generación de electricidad en 2010, 44.8 millones de MBTU de Fuel Oil, 28.9 millones de MBTU de Diesel y 44.8 millones de MBTU de gas natural (República Dominicana). Lo anterior equivale aproximadamente a 640 MPCD.

Los diferentes escenarios consultados muestran que dichos países estarían orientados principalmente hacia una sustitución basada en recursos renovables, siendo el gas una de las opciones en último lugar. Sin embargo, para expansión, se han considerado diferentes proyectos a gas que suman alrededor de 17.000 MW. Esta información proviene de diferentes estudios y por tanto debe ser tomada con cautela, pues varios proyectos pueden parecer sobredimensionados para las necesidades de cada país.

Con base en esta información, se ha estimado un potencial de necesidades de gas en la región del orden de 500 MPCD, del cual podría esperarse como mercado razonable una cifra de 200 MPCD que podría ser consistente con las expectativas de nuevos desarrollos de exploración y producción (E&P) en Colombia.

²⁹ Fuentes de información: OLADE, CEPAL, estudio de NEXANT e información disponible de cada país.

En principio, se había considerado que uno de los beneficios de contar con una terminal de regasificación era el aumento de los precios de exportación de gas en un equivalente al valor de la multa por no cumplimiento en caso de interrupción, es decir la diferencia de precio entre el gas exportado y el costo del sustituto en el país de importación en las horas de interrupción durante un Niño. Se trataría de una venta de gas en firme no sujeta a interrupciones en caso de Niño en Colombia en lugar de precio con gas interrumpible.

Sin embargo, al identificar el escenario de referencia – sin terminal – se concluyó que este debía considerar gas doméstico para las generaciones de seguridad y respaldo de las OEF con líquidos en el caso de El Niño. En este escenario, durante un Niño, la interrupción de exportaciones no sería ocasionada por la generación térmica, ya que estas plantas generarían a plena carga con líquidos, incluso liberando el gas contratado en firme para generaciones de seguridad para el mercado secundario.

De otro lado, a partir de la expedición del Decreto 2100 de 2011, el artículo 4° ordena la atención prioritaria de la demanda interna y el artículo 27 dispone que, cuando se interrumpa gas de exportación en firme para atender demanda local, se le debe reconocer al exportador el costo de oportunidad, costo que debe reflejar las compensaciones que éstos hayan pactado. Este costo de oportunidad debe ser reglamentado por la CREG.³⁰

Así, la negociación del precio de exportación del gas en firme no se ve afectado por interrupciones de esta naturaleza. Simplemente, el contrato de exportación contemplaría una cláusula de compensaciones en caso de interrupción, que refleje el costo del sustituto.

Dado todo lo anterior, no existirían beneficios de la terminal de regasificación sobre las exportaciones en cuanto a la obtención de mejores precios que se pueda cuantificar por menores interrupciones. Sin embargo, no se puede perder de

³⁰ Decreto 2100 de 2011, Artículo 27. “Costo de oportunidad del gas natural de exportación objeto de interrupción. Cuando para atender la demanda nacional de gas natural para consumo interno se deban suspender los compromisos en firme de exportación, a los productores y/o productores comercializadores se les reconocerá el costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar. Las cantidades de gas natural de exportación que sean objeto de interrupción deberán ser adquiridas por los Agentes Operacionales que no hayan podido cumplir sus contratos de suministro y/o no cuenten con contratos Firmes o que Garantizan Firmeza y las requieran para la atención de su demanda. La anterior obligación no aplicará para los Agentes Operacionales que cuenten con contratos de suministro con firmeza condicionada a interrupción de exportaciones.”

“El costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar será asumido por los Agentes Operacionales a quienes se les hayan suplido sus faltantes de suministro. El reconocimiento del costo de oportunidad de dicho gas será determinado por la CREG según metodología que incluya, entre otros: (i) el precio del gas natural que deja de percibir el productor y/o productor comercializador por no vender su gas en el exterior; y (ii) las compensaciones que deba pagar el productor y/o productor comercializador por no honrar su Contrato Firme de exportación. La CREG, adicionalmente, determinará el mecanismo mediante el cual se realizará el pago de este costo al Agente Exportador por parte de los Agentes Operacionales a quienes se les haya suplido sus faltantes de suministro.”

vista, frente a un escenario sin terminal, que una cosa es la imagen de confiabilidad en el suministro de gas que puede tener el país al contar con una infraestructura de regasificación y otra cosa es la percepción del país sin terminal y con un parque de generación que se respalda principalmente en combustibles líquidos. Ello, por cuanto es conocido que una generación continua con líquidos y a una escala considerable como lo sería la de la Costa norte, en caso de un Niño severo, no deja de ser problemática y podría en un momento dado requerir de la interrupción de las exportaciones de gas. Por otra parte, en un escenario con terminal los beneficios de la misma se cuantificarían en los menores pagos que tendrían que hacer los Agentes Operacionales a quienes se les haya suplido con faltantes de suministro. En este caso, sin embargo, se debe tener en cuenta la capacidad de la terminal, y que la importación para evitar interrupción de exportaciones tendría que hacerse por fuera de los períodos en que la misma estuviera comprometida con el cubrimiento de las OEF de los generadores térmicos.

Este aspecto es difícil de valorar, y por tanto, no se cuantifica para la estimación de beneficios.³¹

4.3 CONFIABILIDAD DE CORTO PLAZO

Para poder estimar los beneficios de un tanque de almacenamiento que pudiera suministrar gas cuando hubiera salidas de campos en la Costa es necesario:

- Cuantificar la demanda no suministrada debido a salidas de campos (La Guajira principalmente);
- Determinar cuáles agentes van a ser racionados en esos eventos;
- Estimar el costo del gas no suministrado de acuerdo con el sector afectado.

4.3.1 Demanda no suministrada

El siguiente gráfico presenta las series de demanda en la Costa y el monto de las restricciones de suministro y transporte en el período del 1° de enero de 2010 a 30 de noviembre de 2011 (23 meses).

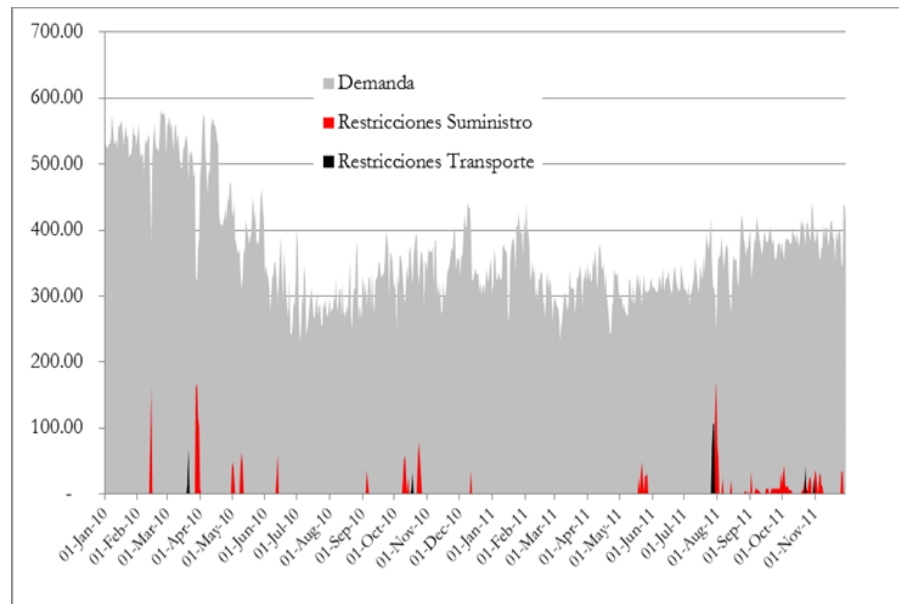
Aunque es posible que el tanque de almacenamiento pueda hacer frente a algunas restricciones en el transporte, estas cantidades serán pequeñas y difíciles de

³¹ La posibilidad de encontrar mejores condiciones en los mercados externos para el gas bajo un escenario con terminal, unido a la política de exportaciones adoptada en el Decreto 2100 de 2011 y su desarrollo normativo en el Índice de Abastecimiento, tiene beneficios indirectos en la medida que se constituyen en incentivos adicionales para jalonar la actividad de E&P y consecuentemente, el mismo desarrollo de sector del lado de la demanda.

estimar con los datos disponibles que no identifican la localización del evento.³² Por estos motivos el análisis que aquí se lleva a cabo sólo considera los costos generados por restricciones en el suministro y no en el transporte.

De la serie temporal expuesta se puede inferir una media anual de 1.674 MPC (millones de pies cúbicos) racionados debido a restricciones en el suministro, donde la mayor restricción diaria fue de 140 MPCD.

Ilustración 7. Interrupciones de suministro y transporte (MPCD) 2010-11



Fuente: Promigas.

Una vez calculada la cantidad de gas natural racionada, queda por determinar a quién afecta el racionamiento así como el costo de dicho racionamiento.

4.3.2 Demanda afectada

El MME declara el inicio o cese de un racionamiento programado y, de forma esquematizada, las prioridades de entrega de gas frente a restricciones en el sitio donde se presente el déficit de gas son:

1. Primera: Agentes que tengan contratos con firmeza de suministro y transporte
2. Segunda: Agentes con contratos de suministro y transporte que no garantizan firmeza

Cuando se tengan contratos con el mismo nivel de firmeza, se aplican las siguientes prioridades.

³² La salida reciente del cruce subfluvial del río Magdalena ha demostrado que algunas salidas de los tubos podrían solucionarse con la terminal en Cartagena. Sin embargo las salidas de transporte son, probablemente, mejor solucionadas con redundancias en puntos críticos del sistema.

1. Demanda de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución.
2. Demanda de los vehículos de los sistemas de servicio público urbano de transporte masivo pasajeros que únicamente usan gas natural como combustible.
3. Los volúmenes restantes de gas o capacidad de transporte se distribuyen entre los agentes en igual proporción a su nominación diaria.

Teniendo en cuenta que los contratos interrumpibles tan solo representan 20-40 GBTUD y que la demanda de gas natural para vehículos de transporte público de viajeros que únicamente usan gas natural es igualmente desdeñable, en el presente análisis se tomarán los siguientes supuestos.

En caso de racionamiento, los usuarios residenciales y comerciales nunca son racionados. Este es un supuesto muy razonable, ya que la salida máxima registrada en la Costa Atlántica en los últimos dos años fue de 140 MPCD. Teniendo en cuenta que la Costa norte consume unos 500 MPCD en un período sin Niño (esta cifra corresponde a la oferta, buena parte de la misma se destina al consumo en el interior del país a través del gasoducto Ballena-Barranca) y que los usuarios residenciales y comerciales consumen alrededor de un 20% de la demanda, esto implica que debería de producirse una salida de más de 400 MPCD para que peligrara su suministro.

En la presente metodología se ha supuesto que en caso de racionamiento se raciona a todos los usuarios (excepto residenciales y comerciales) en proporción a su nominación diaria. Este supuesto simplifica el análisis sin apenas aumentar el error de la estimación, ya que tanto los contratos interrumpibles como la demanda de vehículos para el transporte público de viajeros son marginales.

La siguiente tabla muestra el consumo del gas en la Costa en un escenario con terminal. En dicho escenario de referencia las centrales térmicas consumirían el gas importado para obligaciones de energía firme y por lo tanto consumirían gas doméstico para generaciones de seguridad.

Para construir la tabla se han tomado los consumos de los últimos 10 años y se ha corregido el consumo termoelectrico porque éste se limita a las generaciones de seguridad.

Tabla 10. Destino del gas proveniente de la Guajira

Sector	%
Industrial	36%
GNVC	9%
Petroquímico	2%
Refinería	16%
Termoeléctrico	18%
Doméstico	20%

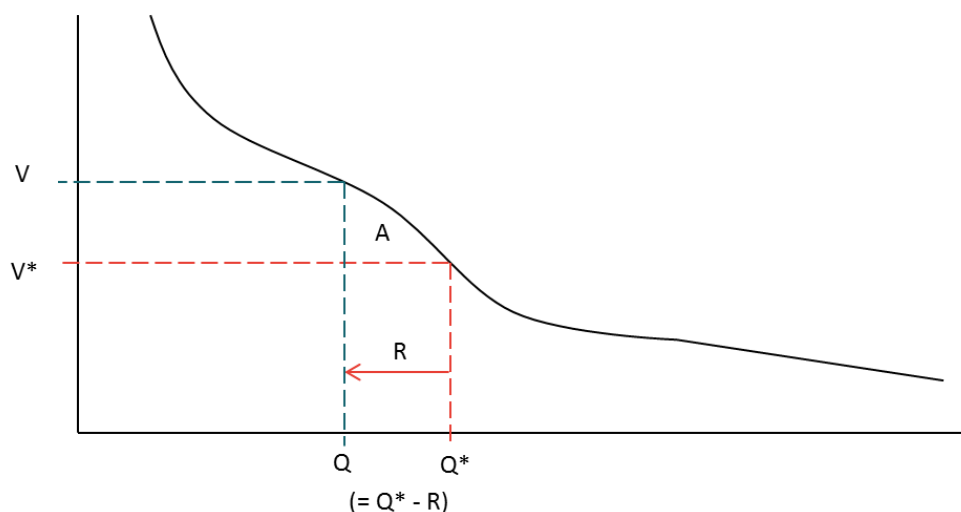
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Ecopetrol y XM.

4.3.3 Costo de racionamiento

El costo del gas no suministrado (GNS) depende en gran medida del tipo de consumidor y se mide según el costo del sustituto. Por ejemplo, el costo del GNS para un vehículo de GNVC es la diferencia con el precio de la gasolina. Este costo es muy inferior al costo incurrido para un usuario residencial, pues un corte de suministro los obliga a posponer, cambiar o modificar sus actividades que en condiciones normales hubieran desarrollado. Es decir, para estos consumidores las pérdidas asociadas a un corte del suministro constituyen su costo de oportunidad.

Teniendo en cuenta lo arriba mencionado, con el fin de calcular el costo del GNS los consumos se han agrupado en 5 sectores -Residencial y comercial, industrial, GNVC, Petroquímico y Refinería- y para cada uno de ellos se ha calculado el costo del GNS siguiendo la siguiente metodología.

Ilustración 2. Caso de un racionamiento óptimo



Consideremos la curva de demanda de gas natural doméstico en la Costa para un determinado sector.

En el eje vertical resulta más útil pensar en *valoración* o *voluntad a pagar* en lugar de *precios*. La pareja (Q^*, V^*) representa el equilibrio en una situación normal (no

racionamiento). Es decir, se consume una cantidad Q^* y el agente que menos valora el gas natural -y que no obstante lo consume- lo valora a V^* . La pareja (Q, V) es el punto de equilibrio bajo un racionamiento R , si este se realizara de forma óptima. Entendemos por un racionamiento óptimo aquel en que los primeros en ser racionados son aquellos que menos valoran el suministro de gas natural. Bajo un racionamiento de este tipo la pérdida neta de bienestar – el costo del racionamiento- sería equivalente al área A .

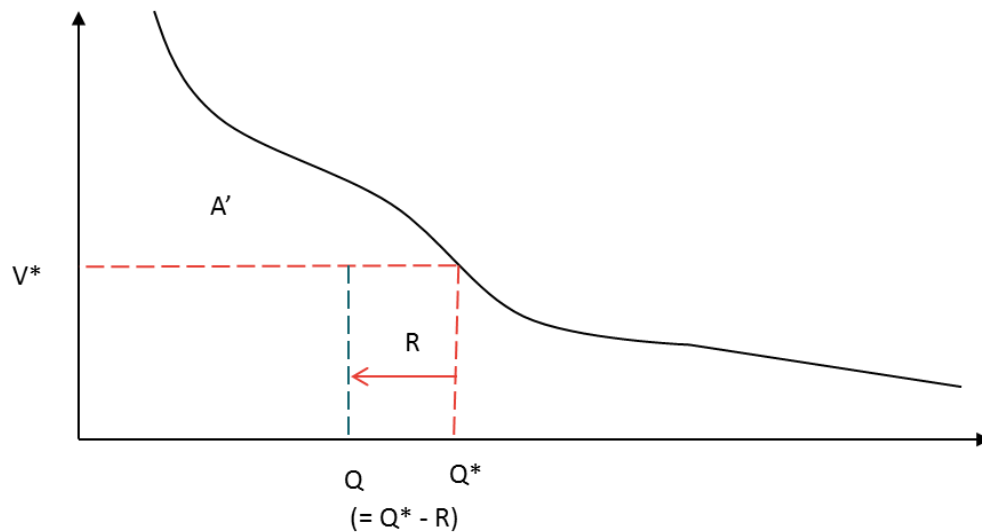
Sin embargo, en Colombia, cuando se raciona se hace de forma proporcional a la nominación diaria, lo cual conlleva mayores costos de racionamiento pues el sistema de racionamiento no tiene en cuenta la valoración de los agentes sino las cantidades demandadas.

En este caso, el coste del racionamiento C_R sería equivalente a

$$C_R = \frac{A'}{\sum Q_s} \times R \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde A' es el área que se muestra en la siguiente ilustración, R la cantidad racionada y Q_s la demanda del sector s .

Ilustración 8. Caso de un racionamiento a prorrata



El supuesto detrás de la Ec.1 es que la cantidad demandada por un determinado agente no está correlacionada con la valoración del mismo. Bajo esta suposición el costo del racionamiento es simplemente la cantidad racionada por la valoración media de una unidad racionada.

En este sentido, la Ec.1 se puede re-escribir de la siguiente forma

$$C_R = R \times \left(\int_0^{Q_s} \frac{V(Q)}{Q_s} dQ - V^* Q_s \right) \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde el valor medio por unidad racionada (VMR) viene dado por

$$\text{VMR} = \int_0^{Q_s} \frac{V(Q)}{Q_s} dQ \quad (\text{Ec. 3})$$

Para poder calcular este valor, hemos recurrido a los datos de la curva de demanda del estudio de Perry et al (2010) y agrupado a los consumidores de acuerdo con el sector contemplado en el sistema de prioridades del MME. Siguiendo este enfoque se han estimado los siguientes valores de racionamiento en dólares por MPC/año.

Tabla 11. Valor medio del gas no suministrado por sector

Sector	VMR (USD/MPC Año)
Termoeléctrico	30.0
Industrial	12.6
GNVC	27.4
Petroquímico	34.0
Refinería	25.2

Fuente: Elaboración propia a partir de Perry et al 2010.

4.3.4 Resultados

Una vez estimado el valor medio del gas no suministrado y las cantidades a racionar, podemos finalmente calcular los beneficios que aportaría un tanque de almacenamiento. Así, hemos comparado los costos de un fallo en el suministro en un escenario con terminal y en un escenario sin terminal.

En el escenario sin terminal, tal y como se ha descrito previamente, los costos de racionamiento vienen dados por la Ec. 1. Utilizando como *inputs* las estimaciones de cantidades a racionar y valor medio del racionamiento por unidad racionada hemos calculado los costos de las interrupciones en el escenario sin terminal.

Tabla 12. Costo de las interrupciones. Escenario sin terminal

Sector	MUSD Año
Termoeléctrico	7.9
Industrial	2.7
GNVC	3.5
Petroquímico	1.0
Refinería	5.5
Residencial	0
TOTAL	20.8

Fuente: Elaboración propia

En el escenario con terminal, los costos de un racionamiento vienen dados por el costo del sustituto más barato. En algunos casos el sustituto más barato será el gas importado y en otros casos será otro combustible. En el presente análisis hemos asumido que el coste de una salida de La Guajira equivalente a una cantidad R viene dado por:

$$R \times (p_d - p_i)$$

Donde p_d es el precio del gas doméstico en el escenario con terminal y p_i el precio del gas importado.

Cabe señalar que este supuesto subestima el valor del tanque de almacenamiento. La razón es la siguiente. Para algunos consumidores –aquellos para los cuales el sustituto al gas natural es más barato– cuando se produce una salida les resulta más económico consumir su sustituto que utilizar el gas importado a un precio más elevado. Sin embargo, este efecto va a ser muy pequeño sobre todo cuando se compara el beneficio que aporta el tanque de almacenamiento con los beneficios de la terminal en el sector eléctrico o de gas.

Bajo este supuesto se han calculado los siguientes costos generados por las salidas del campo de La Guajira.

Tabla 13. Costo de las interrupciones. Escenario con terminal

Sector	MUSD Año
Termoeléctrico	2.2
Industrial	2.7
GNVC	1.1
Petroquímico	0.3
Refinería	2.1
Residencial	0
TOTAL	8.5

Cabe mencionar que para el sector industrial el costo de las salidas en el escenario con terminal –cuando es calculado bajo el supuesto descrito anteriormente– resulta en un valor superior al del costo bajo el escenario sin la terminal. Esto es debido a las razones explicadas anteriormente. Para rectificar parte de este efecto se ha supuesto que el costo del sector industrial es el mismo en ambos casos.

La diferencia entre los dos valores nos da una idea de los beneficios para el país de un tanque de almacenamiento asociado a la terminal de regasificación. Este valor lo hemos cifrado en unos 12 millones de dólares al año de los cuales 5 corresponden al sector termoeléctrico y 7 al sector no termoeléctrico.

5 Aplicación de la metodología

Las secciones anteriores nos han permitido concluir que:

- En un escenario con terminal las centrales térmicas utilizan gas doméstico para generaciones de seguridad y las generaciones por mérito se complementan con GNL;
- En un escenario sin terminal las centrales térmicas utilizan gas doméstico para generaciones de seguridad y las generaciones por mérito se hacen con combustibles líquidos;
- Se requiere de una terminal de unos 400 MPCD de regasificación;
- Los beneficios del sector de gas natural por la reducción de la disposición a pagar de las térmicas por gas doméstico son de 750 MUSD al año;
- Los beneficios por uso del terminal para la flexibilidad de corto plazo para el sector de gas natural están entre 7 – 8 MUSD al año.

De acuerdo con estos resultados, en esta sección cuantificamos el monto de los pagos de la infraestructura de importación del sector de generación térmico, del sector de gas afectado (beneficiarios directos a priori y beneficiarios indirectos) y del sector eléctrico.

5.1 COSTOS DE LA TERMINAL

Con base en datos preliminares suministrados por Colinversiones, se ha estimado que la terminal dimensionada de acuerdo a lo establecido en el Anexo sobre dimensionamiento tiene el siguiente costo (CAPEX):

- Muelle: 35 – 50 MUSD
- Almacenamiento: 110 – 130 MUSD
- Regasificación: 160 – 190 MUSD
- OPEX: 100.000 dólares diarios.³³
- Conexión a la red de transporte: 50 MUSD

³³ En la jerga del sector se denominan estos pagos como OPEX porque para algunos casos (FSRU por ejemplo), existe la flexibilidad de no incurrirlos si el buque no está en puerto. En el caso de la configuración de la terminal de la Costa, FSU + regasificación y tanque en tierra, el OPEX se convierte en un CAPEX. Las cifras son indicativas en la medida en que no responden a estudios de factibilidad ni a diseños detallados.

5.2 CUANTIFICACIÓN DE LOS BENEFICIOS DE LA TERMINAL

Los ejercicios de cuantificación de los beneficios de la terminal se limitan a los siguientes tres:

1. Beneficios para el sector eléctrico: Beneficios por generar la cantidad de energía de estas centrales con gas importado en lugar de líquidos;
2. Beneficios para la demanda de gas: Beneficios por reducción de la disponibilidad a pagar de las térmicas.
3. Beneficios para usuarios de gas: Beneficios de la flexibilidad de corto plazo que proporciona el almacenamiento.

Existen otros beneficios de difícil cuantificación pero no por ello menos importantes como son la viabilidad futura de exportaciones de electricidad y gas, los de mayor competencia en el suministro de gas, y la eficiencia de integrar el mercado nacional de gas en el mercado internacional.

5.2.1 Beneficios sector eléctrico

Los beneficios del sector eléctrico se presentan en la tabla a continuación, donde reproducimos los beneficios hallados en la primera fase de este estudio en los escenarios de precios altos y bajos de combustibles líquidos, para las centrales de la Costa Atlántica.

Tabla 13. Beneficios de la terminal en el sector eléctrico MUSD Año

Escenarios	Precio alto líquidos	Precio bajo de líquidos
<i>Generación total con líquidos o GNL</i>		
Costos líquidos	2.126.180.560	1.543.660.157
Costos GNL	923.172.553	923.172.553
Beneficios	1.203.008.007	620.487.604
<i>Generaciones de seguridad con gas doméstico y OEFs con líquidos o GNL</i>		
Costos líquidos	1.455.609.038	1.064.438.329
Costos GNL	683.768.427	683.768.427
Beneficios	771.840.611	380.669.902

Fuente: Cálculos propios con fuentes citadas a lo largo del estudio.

Los beneficios encontrados están entre 380 – 770 MUSD-año, considerando sólo las plantas de la Costa Atlántica.

5.2.2 Beneficios sector de gas

Beneficios indirectos (por la terminal)

Los beneficios de la terminal para el sector de gas se ilustran en la tabla a continuación.

Tabla 14. Beneficios por la existencia de la terminal

Escenario	Precio USD/MBTU	Demanda MPCD	Beneficios (USD)
Con terminal	4.97	547	
<i>Sin Terminal</i>			
100% Reventa	8.71	547	746,709,700
50% Reventa	8.73	547	750,702,800
0% Reventa	8.73	547	750,702,800

Fuente: ver Sección “Beneficios Sector de Gas”

Un valor cercano a los 750 MUSD al año.

Beneficios por uso

Y los beneficios por uso del terminal para la Costa Atlántica se reproducen en la tabla a continuación.

Tabla 15. Beneficios por uso del almacenamiento de la terminal

Sector	Costo Interrupciones		Beneficios Uso del Terminal
	Sin Terminal	Con Terminal	
Termoeléctrico	7.983.658	2.281.045	5.702.613
Industrial*	2.772.019	2.272.019	0
GNVC	3.462.939	1.128.294	2.234.645
Petroquímica	1.037.789	249.269	788.520
Refinería	5.521.782	2.045.886	3.475.896
TOTAL no-térmico	12.794.529	5.695.468	7.099.061

Fuente: ver Sección “Beneficios Sector de Gas”. (*) Algunos industriales prefieren utilizar sustituto que GNL haciendo que no haya beneficios para ellos.

Alrededor de 7 MUSD al año para el sector no-termoeléctrico y casi 13 en total, con el sector termoeléctrico.

5.3 VOLUNTAD DE PAGAR DE LOS GENERADORES TÉRMICOS

La primera condición para que el terminal se construya es que los principales usuarios, los generadores térmicos, prefieran el suministro de la terminal a otras alternativas más económicas para ellos. Para hacerlo necesitamos encontrar su disposición a pagar que es igual a la alternativa menos costosa. Esto es lo máximo que estarían dispuestos a pagar y debe ser el valor máximo de su contribución a la terminal.

En la primera fase del estudio concluimos que sin una política pública los generadores térmicos respaldarían sus obligaciones de energía firme por medio de combustibles líquidos. Lograr que las respalden por medio de GNL requiere que:

- Se calcule lo que pagarían en respaldo por combustibles líquidos por concepto de suministro y transporte en firme de líquidos;³⁴
- Se calcule lo que pagarían por transporte de gas en presencia de la terminal.

Así, los costos (fijos) que deben asumir de la terminal son:

- Primas de disponibilidad de líquidos (DL);
- Costo fijo anual del almacenamiento (CFA);
- Conversión de las plantas que no lo han hecho (CL).

$$CAGT = DL + CFA + CL - CTR$$

A los cuales se les deben deducir los costos de transporte de gas que se causan con la terminal (CTR):

- Desde el terminal a la planta;

La siguiente tabla ilustra estos valores para cada planta. Según puede comprobarse es un total de, aproximadamente, hasta 62 MUSD al año. Al ser el valor máximo a pagar por suministro, un mayor valor de costo de inversión no afecta el monto a pagar de los generadores térmicos.³⁵

³⁴ Como las centrales no pueden consumir gas y líquidos al mismo tiempo es probable que la CREG requiera que se respalde toda la OEF con combustibles líquidos.

³⁵ Asimismo, una menor demanda de OEF implica un menor valor al de 62 MUSD año derivado aquí.

Tabla 16. Voluntad de pagar de los generadores térmicos

	Costos Fijos Líquidos	Transporte Terminal	Transporte Ballenas	Disponible
Termo Candelaria 1	7,152,743	2,334,810	286,755	4,817,933
Termo Candelaria 2	7,252,306	2,302,759	40,558	4,949,547
Termo Cartagena 1	3,326,864	1,001,495	-	2,325,369
Termo Cartagena 3	3,059,411	731,687	146,205	2,327,724
Termoflores 1	6,267,653	2,524,502	1,203,671	3,743,151
Termoflores 4	15,478,047	5,109,440	4,884,792	10,368,607
Proeléctrica 1	4,549,457	939,929	420,725	3,609,527
Tebsa Total	36,784,366	9,897,894	6,846,905	26,886,472
Termobarranquilla 3	2,734,409	1,439,601	96,249	1,294,808
Termobarranquilla 4	2,767,581	1,334,156	103,066	1,433,425
TOTAL	89,372,835	27,616,274	14,028,926	61,756,562

Fuente: Cálculos con las fuentes mencionadas a lo largo del texto.

5.4 USO Y BENEFICIOS DE LA TERMINAL

Para simplificar la exposición, reproducimos la lista de beneficiarios de la terminal discutida en la Sección 2 en la tabla a continuación:

Tabla 17. Beneficiarios de la terminal

Sector/Efecto	Directo	Indirecto
Eléctrico		Consumidores de electricidad (energía y confiabilidad)
Gas	Usuarios de la terminal: <ul style="list-style-type: none"> • A priori • A posteriori 	Consumidores de gas doméstico

Fuente: Ver Sección de "Metodología"

Y los valores de sus beneficios se pueden apreciar en la tabla a continuación:

Tabla 18. Beneficios de la Terminal (MUSD)

Sector/Efecto	Directo	Indirecto
Eléctrico		380 – 770 MUSD
Gas	Usuarios de la terminal: <ul style="list-style-type: none"> • 62 MUSD • 7 MUSD* 	750 MUSD

Fuente: Ver texto. Nota (*) No se incluyen los beneficios del sector termoeléctrico porque ése solo tendría una disposición a pagar de máximo hasta 62 MUSD.

5.5 IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA

5.5.1 Decisión de construir la terminal

Lo primero que se debe constatar es si los beneficios de construir la terminal superan sus costos. La suma de los beneficios indirectos es superior al costo de la terminal.

Tabla 20. Costo anual de la terminal

Item	Valor
CAPEX	$42.5 + 120 + 175 = 337,5$ MUSD
WACC	15%
Vida útil	20 años
OPEX (anual)	$100.000 \times 365 = 36,5$ MUSD
TOTAL (Anual)	90.419.496 (USD)

Fuente: Colinvertaciones

Si a esto se le sustraen los 62 MUSD que podrían pagar los generadores térmicos y los 7 MUSD que podrían pagar los usuarios no-térmicos del almacenamiento tendríamos que los costos para el resto de la economía son muy inferiores a los beneficios indirectos:

$$90,5 - (62 + 7) \text{ MUSD} = 21,5 < 750 + (380-771)^{36}$$

5.5.2 Determinación del pago

Como afirmaba la sección de metodología una vez establecidos el máximo valor a pagar de las centrales térmicas de la Costa y de los usuarios del almacenamiento, los costos restantes de la terminal son función de los beneficios relativos del sector de gas y el sector eléctrico.

Pero como hemos afirmado existen dos clases de beneficios:

- Los que surgen por uso;
- Los que surgen por la terminal.

³⁶ En lo que sigue utilizamos el valor medio del rango 380 -771 es decir 575,5 MUSD. No se incluye el costo de la conexión de la terminal al sistema nacional de transporte, se desarrollaría con el procedimiento establecido en el numeral 23.2 del artículo 23 de la resolución CREG 126 de 2010, haría parte del SNT y se remuneraría mediante cargos aprobados por la CREG.

Los que surgen por uso se pagan en su totalidad y los que surgen por existencia de la terminal se pagan a prorrata.

Pago por uso

El pago por uso es la contribución de las centrales térmicas de 62 MUSD y los 7 MUSD de la flexibilidad de corto plazo. Esto implica que queda por determinar el pago de 21,5 MUSD al año.

Pago por terminal

De acuerdo a la metodología, la proporción que asume el sector eléctrico es:

$$\alpha = \frac{BE}{(BE + BG)}$$

ó:

$$\alpha = \frac{575}{(575 + 750)} = 43,4\%$$

Y el sector de gas asume:

$$\beta = \frac{BG}{(BE + BG)} = (1 - \alpha) = (1 - .434) = 56,6\%$$

Lo cual implica que los 21,5 MUSD anuales se reparten entre el sector de acuerdo a estos valores:³⁷

Tabla 19. Pago anual de los costos fijos de la terminal

Beneficiarios	Pago Anual (MUSD)
Sector eléctrico	9.3
Sector de gas afectado	12.2
Demanda de flexibilidad	7
Térmicos de la Costa	62
TOTAL	90.5

Fuente: Cálculos con las fuentes mencionadas a lo largo del texto.

³⁷ Entre la realización del primer estudio y el presente se realizó una subasta de confiabilidad del sector eléctrico que trajo como resultados la incorporación de nueva capacidad pero subió el valor del Costo del Nuevo Entrante (CONE) de 13.998 USD/MWh a 15.70 USD/MWh. Dada la incertidumbre respecto a los combustibles de respaldo de OEFS de parque térmico (GNL, líquidos) desde el Niño 2009 -10 y ante la ausencia – a esa fecha – de una política que viabilice las centrales de importación es muy factible que los generadores participantes en la subasta hayan subido sus previsiones de precio spot. Como el CONE representa los ingresos perdidos por el generador cuando el precio de la bolsa supera el precio de escasez, un mayor precio de bolsa, como resultado de la incertidumbre de los combustibles de generación, implica un mayor CONE. Es bien sabido que las subastas de largo plazo son vulnerables a eventos extremos como es la presencia de alta incertidumbre en el tema de los combustibles para OEFs en Colombia.

Este valor es ilustrativo y depende de los valores utilizados. Por ejemplo, si el costo de inversión de la terminal fuese de 120 MUSD al año, la demanda de flexibilidad pagaría 7 MUSD, los térmicos 62 MUSD y el sector eléctrico 22 MUSD y el de gas 29 MUSD.

5.5.3 Derechos de Uso

Aunque no es el objetivo primario del estudio, es importante hacer una anotación aclaratoria sobre la manera en que se deben repartir los derechos de uso de la terminal. Los derechos de uso de la terminal van asociados a la contribución directa de los posibles usuarios. Las contribuciones directas son:

- 62 MUSD de los térmicos.
- 7 MUSD de los no-térmicos.

O un reparto de derechos de capacidad de 89% y de 11%.

5.6 CONCLUSIÓN

Esta sección ha demostrado que se puede diseñar y calcular – de manera objetiva – un cargo por confiabilidad que permita viabilizar las terminales de importación. No es nuestro objetivo fijar el valor de ese cargo porque nuestro trabajo se ha hecho a partir de fuentes públicas y solo puede tomarse como un ejemplo ajustado, en la medida posible, a la realidad. Nuestro objetivo es contribuir al debate de las terminales de importación de GNL que se está llevando a cabo actualmente.

Así, tiene la utilidad de demostrar que en un lapso breve de tiempo pueden realizarse análisis de costo beneficio de las decisiones regulatorias objetivos y fundamentados. La importancia de la brevedad radica en que el problema del combustible para las centrales térmicas no da mucha espera y que decisiones importantes deben tomarse sin olvidar la importancia de los usuarios de gas y electricidad.

6 Análisis jurídico

El presente capítulo expone, en primer lugar, los fundamentos jurídicos que permiten la construcción y operación de una o varias Terminales de Regasificación, para que el país cuente con una oferta flexible de gas natural al hacer físicamente posible importar gas natural, participando en el mercado mundial de GNL. De esta manera se garantiza la continuidad (o confiabilidad) de la prestación del servicio que es un mandato constitucional y legal.

En segundo lugar, muestra los instrumentos con que el Gobierno Nacional y la CREG cuentan para crear las condiciones que incentiven su construcción y operación; igualmente se indican los requisitos previos que deben cumplirse para la instalación, en algunos casos dependientes de Autoridades y organizaciones que no dependen del Gobierno Nacional. Y se proponen las maneras de utilizar dichos instrumentos para que, a la mayor brevedad posible, los Agentes del mercado de gas natural den los pasos requeridos para que una o varias Terminales entren en operación.

En tercer lugar, propone mecanismos para financiar la construcción y operación de las Terminales, con cargo a las tarifas de electricidad y gas natural por medio de un cargo por continuidad.

6.1 FUNDAMENTOS JURÍDICOS

6.1.1 Viabilidad jurídica de importar y exportar gas natural

La Ley 142/94 permite importaciones como el gas natural, sin necesidad de licencias, permisos ni gravámenes arancelarios. En cuanto a las exportaciones, autoriza a la CREG su limitación si la demanda interna pudiera no atenderse plenamente:

ARTÍCULO 23. ÁMBITO TERRITORIAL DE OPERACIÓN: “La obtención en el exterior de agua, gas combustible, energía o acceso a redes, para beneficio de usuarios en Colombia, no estará sujeta a restricciones ni a contribución alguna arancelaria o de otra naturaleza, ni a permisos administrativos distintos de los que se apliquen a actividades internas de la misma clase, pero sí a las normas cambiarias y fiscales comunes. Las comisiones de regulación, sin embargo, podrán prohibir que se facilite a usuarios en el exterior el agua, el gas combustible, la energía, o el acceso a redes, cuando haya usuarios en Colombia a quienes exista la posibilidad física y financiera de atender, pero cuya demanda no hubiese sido satisfecha a las tarifas que resulten de las fórmulas aprobadas por las comisiones.”

6.1.2 Viabilidad jurídica de construir y operar plantas de regasificación

Las importaciones y exportaciones de gas pueden hacerse mediante gasoductos; y para que esto sea posible se requieren acuerdos con el país o países que los atraviesen.

La otra alternativa es transportarlos marítimamente en buques metaneros previa su licuefacción y, al descargarlos, regasificarlos en plantas o terminales especiales. Por eso el nombre que se da a este tipo de producto: LNG (Liquified Natural Gas o Gas Natural Licuado, GNL). En los últimos años el mercado de GNL ha mostrado un enorme auge. La viabilidad efectiva de importar gas exige entonces la construcción de una o varias terminales de regasificación, como un activo que entra a formar parte de la cadena de actividades necesarias para la prestación del servicio.

El Decreto 2730/10 y la Resolución CREG 106/11 asumen que la construcción y operación de esas terminales son una actividad sujeta a la Ley 142/94; el hecho de que el Decreto 2730/10 haya sido derogado por el Decreto 2100/11 y que este no se ocupe de la regasificación, no le resta significado a lo que se quiere resaltar: jurídicamente es una actividad complementaria (aunque esas normas no lo expresen) del servicio público domiciliario de gas natural.

El régimen jurídico de los servicios de electricidad y gas natural en Colombia está basado en los principios de libertad de entrada y salida de empresas estatales y privadas al mercado en las distintas actividades necesarias para que dichos servicios se presten en condiciones de eficiencia, cobertura, continuidad y calidad.

Esto es así porque la Distribución de electricidad y gas natural son “servicios públicos domiciliarios” y para prestarlos son indispensables varias actividades complementarias, entre otras, la Generación eléctrica, el Transporte troncal y la Comercialización de la electricidad y el gas natural. Tanto los servicios “domiciliarios” como las “actividades complementarias” están sometidos a lo dispuesto en las Leyes 142 y 143 de 1994 y sus reformas, de acuerdo con los artículos 365 a 370 constitucionales.

6.1.3 La continuidad de los servicios desde la perspectiva jurídica

La continuidad –conceptual y legalmente también denominada “confiabilidad”– en la prestación de este tipo de servicios es una de las obligaciones de las empresas prestadoras, como lo disponen las Leyes 142 y 143 de 1994:

Ley 142/94: “ARTÍCULO 30. PRINCIPIOS DE INTERPRETACIÓN. *Las normas que esta ley contiene sobre contratos se interpretarán de acuerdo con los principios que contiene el título preliminar; en la forma que mejor garantice la libre competencia y que mejor impida los abusos de la posición dominante, tal como ordena el artículo 333 de la Constitución*

Política; y que más favorezca la continuidad y calidad en la prestación de los servicios.” (Se ha subrayado).

Ley 143/94: “ARTÍCULO 6o. *Las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se regirán por principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad.[...]El principio de continuidad implica que el servicio se deberá prestar aún en casos de quiebra, liquidación, intervención, sustitución o terminación de contratos de las empresas responsables del mismo, sin interrupciones diferentes a las programadas por razones técnicas, fuerza mayor, caso fortuito, o por las sanciones impuestas al usuario por el incumplimiento de sus obligaciones.”*

Como se expondrá en los apartes relacionados con la intervención del Estado en estos servicios, uno de los objetivos centrales de ésta es asegurar la continuidad en la prestación dentro del criterio constitucional de la eficiencia.

Características del servicio eléctrico colombiano

La generación eléctrica en Colombia se ha caracterizado tradicionalmente por una alta proporción de plantas hidráulicas, que ha oscilado entre el 65% y el 70%, para 2011 la capacidad instalada es en un 63% hidráulica, 30% gas natural y un 7% carbón. Para los próximos años, al menos con base en las dos primeras subastas para el Cargo por Confiabilidad en mayo de 2008 y diciembre 2012, la participación de las plantas a gas disminuirá y aumentará el peso de las hidráulicas.

El predominio de plantas que utilizan agua, hace que la hidrología sea un factor determinante para la confiabilidad del suministro; con alguna regularidad anualmente hay meses generalmente secos (diciembre a abril) y cada cierto tiempo aparece el Fenómeno de El Niño, durante los cuales se presentan situaciones de bajas críticas de agua.

Por eso la confiabilidad exige la instalación de plantas generadoras térmicas disponibles para ser despachadas en tales situaciones, lo que exige que estén instaladas, conectadas al Sistema Nacional de Transmisión y, no menos importante, que cuenten con el combustible respectivo siempre que se les necesite.

Teniendo en cuenta que el principio constitucional de la eficiencia condiciona la prestación de todos los servicios públicos (“*Artículo 365. Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.*”), las leyes exigen neutralidad tecnológica, vale decir, las plantas generadoras que los Agentes instalen deben basarse el combustible de menor costo que garantice de mejor manera la confiabilidad y, en la práctica, en los últimos veinte años una buena parte del parque térmico está conformado por plantas que utilizan gas natural. A esto contribuyó, además, una política gubernamental explícita adoptada a comienzos de los años 90s, de masificar el suministro de gas natural por la incorporación de yacimientos muy

importantes en el interior del país que se sumaron a los que venían explotándose desde los años setenta en La Guajira. Para tal propósito, el Gobierno Nacional ordenó que Ecopetrol ampliara considerablemente la instalación de gasoductos e incluso asumió por un tiempo parte de los costos, vale decir subsidio parcialmente las tarifas.

La confiabilidad del suministro de gas natural para la generación térmica

El Informe 1 de Fedesarrollo de diciembre 12 de 2011 argumenta que en Colombia la oferta de gas natural carece de la flexibilidad necesaria para atender de manera ininterrumpida la totalidad de la demanda potencial que incluya la de las plantas térmicas generadoras de electricidad cuya utilización efectiva (“despachabilidad”) es generalmente baja: operan ante todo como respaldo principalmente para los “veranos eléctricos” anuales, para la generación que supla restricciones en la red de transmisión (“generación de seguridad”) y cuando se presenta el Fenómeno de El Niño menos predecible pero con efectos que pueden ser –y han sido– de efectos mucho más severos y, a veces, muy prolongados.

Como se examina en el numeral 1.4 del Informe de Fedesarrollo mencionado:³⁸

“El sistema colombiano tiene demandas de flexibilidad de corto plazo (diaria, semanal) y demanda de flexibilidad de largo plazo (plurianual). ... El mercado colombiano tiene una alta demanda de flexibilidad a lo largo de un ciclo hidrológico, debido a la demanda de las centrales térmicas.”

Y en los numerales 1.4.2.1 y 1.4.2.2 se indican las fuentes de flexibilidad:

“El sector externo está representado por terminales de importación (gasoductos) cuya flexibilidad es de corto plazo por la cercanía del país vecino, o GNL (importación o exportación), cuya flexibilidad es de más largo plazo por la posibilidad de transportarse desde distancias más largas. El almacenamiento suele ser de largo plazo, el subterráneo, o de corto plazo (en el citygate). El swing de los campos también permite servicios de corto y de largo plazo (como el del campo de Guajira cuando existe capacidad excedentaria).”

“En Colombia la oferta de flexibilidad es muy limitada. Es un país que no cuenta con almacenamientos subterráneos a pesar que se han explorado diversas alternativas a lo largo del tiempo (p. ej. Montañuelo, El Díficil, Güepajé). [...] El país tampoco cuenta con importaciones. Aunque se espera contar con gas de Venezuela para compensar las exportaciones que el país viene realizando, la realidad es que no existen expectativas razonables de importar de Venezuela en el futuro próximo y de mediano plazo.”

“Tampoco cuenta Colombia con una oferta de linepack o empaquetamiento importante. Las distancias que recorre el gas y el bajo enmallamiento de la red hacen

³⁸Se hacen citas del informe para facilitar la lectura.

que la oferta de linepack sea limitada y, definitivamente, poco útil para la demanda de flexibilidad de largo plazo.”

“El mercado secundario tampoco tiene la suficiente liquidez como para solucionar problemas de flexibilidad de corto plazo. Debido a su tamaño y perfil de demanda, los generadores térmicos son los principales oferentes en el mercado secundario actualmente, mientras estén vigentes los contratos take or pay.”

“Los contratos interrumpibles son los que permiten dar alguna flexibilidad al sistema en el corto plazo, así como los servicios de ajuste de los transportadores. Aunque este servicio puede ser interesante, carece de transparencia en la actualidad (en transporte y suministro) y está pendiente del desarrollo que de él haga la CREG bajo el mandato del Decreto 2100.”

“Los contratos take or pay de Guajira – de alrededor de 70% en la Costa y de 25% en el interior – permitían a los generadores tener acceso a gas en firme en las épocas de Niño.”

En este punto es del caso señalar que la Ley 143/94 exige que los generadores térmicos mantengan contratos de suministro de combustible a largo plazo:

“ARTÍCULO 27. Salvo en situación de emergencia, las empresas de generación térmica que efectúen ventas de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional, deberán realizar contratos para garantizar, a largo plazo, el suministro de combustible en forma oportuna y a precios económicos.”

Volviendo al Informe de Fedesarrollo el numeral 1.5 examina la evolución del mercado de contratos de suministro y transporte de gas natural en los últimos seis años resaltando que:

“En 2006 – a raíz de la exigencia de contratos en firme a las térmicas – las preocupaciones se centraron en la posible escasez comercial de gas y en brindar a los generadores térmicos más flexibilidad en la contratación de combustibles (Documento CREG-039 del 12 de junio de 2006, pp 19).”

“Después del Niño 2009-10, la fecha de faltantes de suministro se acerca un poco más. El estudio de la UPME de finales de 2010 (Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural - Versión 2010, octubre de 2010) ya ve faltantes en el año 2015. Y en el último balance realizado por la CREG (Doc. CREG 067 de 2011), el plazo se acerca aún más y no habrá suficiente disponibilidad para atender toda la demanda de gas natural en 2014.”

Luego hace la siguiente consideración:

“Puede pensarse que un Niño en el año 2013 es poco probable, pero la confiabilidad de un mercado eléctrico no se planea año a año sino con la suficiente antelación para que, en cualquier año, haya suficiente energía firme (y su combustible) para abastecer la demanda punta de gas que es, en Colombia, la demanda térmica a lo largo de un Niño. Claramente, la capacidad de producción existente no da garantías de suministro de la demanda en condiciones críticas a dos años vista, lo que afecta las expectativas de

precios de contratos de suministro de energía eléctrica a largo plazo, ante la posibilidad de una restricción de la oferta disponible y/o la generación con base en combustibles líquidos.”

El numeral 2 enfatiza la necesidad de que haya una oferta flexible de gas natural

“2. El tamaño del problema de flexibilidad”

“El valor de la demanda de flexibilidad de largo plazo viene fundamentalmente del sector térmico de generación por lo cual es necesario comprender su contribución al sistema de gas y al sistema eléctrico. La sección anterior mostró que las necesidades de flexibilidad no sólo son de este sector. La declinación de Guajira, la incertidumbre de nuevas reservas, la incertidumbre de la importación de Venezuela, el desarrollo de gas no convencional en el país, son todas fuentes de necesidades futuras de abastecimiento que no pueden ignorarse.”

“Sin embargo, en esta sección nos centramos en la generación térmica por ser ésta la que empieza a verse más afectada con la falta de oferta de flexibilidad. La generación térmica ha pasado a ocupar el puesto noveno de prioridad en el reparto de gas en presencia de faltantes, de acuerdo con los decretos del Gobierno. Ante esta perspectiva, sólo podrá conseguir gas en un Niño si no hay faltantes, como sólo puede ocurrir en la actualidad si hay nueva oferta de gas flexible”

En resumen para los generadores térmicos:

“El mercado de flexibilidad comercial en gas es muy limitado para estos usuarios y por lo tanto las posibilidades de contar con gas nacional para cubrir la demanda en períodos de Niño en el largo plazo son en la actualidad prácticamente inexistentes.”

Política y regulación vigentes sobre confiabilidad

6.1.3.1 Energía eléctrica

La CREG ha mantenido reglas que procuren una confiabilidad desde 1996 – Cargo por Capacidad sustituido por el actual Cargo por Confiabilidad (Resolución CREG 071/06 con numerosas modificaciones y otros ajustes) – cuyas características no tienen por qué reseñarse en este Estudio, excepto en lo que se refiere al uso de combustibles para la generación térmica.

El asunto crucial es la obligación de estos Agentes de tener asegurado el suministro y el transporte de gas natural o de combustibles líquidos o carbón, como condición indispensable para ofertar en las Subastas de Energía Firme y obtener el derecho a la remuneración resultante de cada Subasta.

Al autorizar el uso de combustibles distintos al gas natural, como el fuel oil, para plantas originalmente diseñadas para usar gas natural o convertidas para esa utilización, se soluciona en principio el problema de la confiabilidad eléctrica. No obstante, como lo demuestra el Informe, con un costo que excede el beneficio social.

En agosto 19 de 2011, la Resolución CREG 106 amplió el abanico de opciones para respaldar las ofertas de energía firme permitiendo el uso de gas importado. Teniendo en cuenta que para importarlo se requiere la construcción de Terminales de Regasificación, la Resolución exige que quien oferta, anexe documentos auditados que señalen cómo se organizará el proceso de construcción, con un cronograma para que la importación pueda efectivamente hacerse antes de que la Obligación de Energía Firme comience a hacerse exigible. Adicionalmente, un año antes de esta fecha deberá entregarse un contrato de transporte en firme, auditado, del gas a importar desde el sitio en donde haya de adquirirse (un “mercado líquido”).

6.1.3.2 Gas natural

La confiabilidad para este servicio se ha venido adoptando por Decreto desde el año 2008; y en la actualidad el que está vigente es el Decreto 2100/11. El Informe 1 (Introducción) anota que

“El sector de gas también sufre de un alto grado de vulnerabilidad ante las interrupciones de elementos del sistema. Como el sistema de transporte es poco enmallado, y hay pocos campos productores, las indisponibilidades de campos o de transporte tienen serias consecuencias sobre los usuarios del sector.

Esta situación no es desconocida por las autoridades sectoriales y, en los últimos meses, el Ministerio de Minas y Energía ha dado algunos lineamientos de política sobre el manejo de la oferta y la demanda de gas (Decreto 2100 de 2011).... Sin embargo, en el Decreto 2100 no existe un lineamiento específico sobre las importaciones, a pesar de que el Ministro del ramo señaló en su momento, con claridad, la necesidad de hacerlo, no solo para garantizar el consumo doméstico sino para darle salida a las exportaciones:

«...debemos explorar alternativas de suministro en el mercado internacional de gas, con el fin de aumentar la confiabilidad del servicio en nuestro país, que hoy tiene centrado su abastecimiento en las reservas existentes de gas y en el descubrimiento de nuevas reservas. Para ello, debe promoverse, sin limitación alguna, como lo establece el artículo 23 de la Ley 142 de 1994, la importación de gas, a través de terminales de regasificación como un mecanismo complementario que asegure la continuidad del suministro de gas natural para todos los usuarios de este servicio y apuntele el sostenimiento y crecimiento de tan importante sector».”

La confiabilidad como responsabilidad política

En un esquema de mercado, constitucional y legalmente las Autoridades están obligadas a establecer las reglas que procuren evitar racionamientos de los servicios públicos; pero siempre con la restricción constitucional de la eficiencia, lo que significa que deben diseñarse mecanismos para que los Agentes instalen la infraestructura de todo tipo de menor costo que se requiera para obtener la

máxima continuidad posible y, además, que los costos se recuperen tarifariamente.

Pero no significa que el Estado tenga obligación de evitar, a toda costa, racionamientos. La demanda es, por tanto, la que “decide” cuánto está dispuesta a pagar para que no haya interrupciones: la confiabilidad sería entonces un bien privado. No obstante, la participación de los usuarios no tiene tanto vigor y particularmente la de los residenciales y pequeños (No Regulados eléctricos) es bajísima; aunque representan un porcentaje alto en el total (alrededor del 66%), el conjunto de la demanda no actúa significativamente y es presumible que así se mantenga en el futuro.

La Ley 143 de 1994 establece que el Ministerio de Minas y Energía define el nivel de confiabilidad del sistema interconectado eléctrico nacional para lo cual la UPME elaborará planes indicativos de inversión de Generación y Transmisión:

Ley 143/94: “ARTÍCULO 12. *La planeación de la expansión del sistema interconectado nacional se realizará a corto y largo plazo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.*” (Se ha subrayado).

La misma ley también ordena la elaboración de planes indicativos de expansión para todos los servicios y para la expansión en generación específicamente dispone:

“ARTÍCULO 18. *GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. Compete al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución.*”

“*Los planes de generación y de interconexión serán de referencia y buscarán optimizar el balance de los recursos energéticos para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional.*”

“PARÁGRAFO 1o. *La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, desarrollará el marco regulatorio que incentive la inversión en expansión de la capacidad de generación y transmisión del sistema interconectado por parte de inversionistas estratégicos. En concordancia con lo anterior, la CREG establecerá esquemas que promuevan la entrada de nueva capacidad de generación y transmisión.*”

“PARÁGRAFO 2o. *El Gobierno Nacional tomará las medidas necesarias para garantizar el abastecimiento y confiabilidad en el sistema de energía eléctrica del país y*

sólo asumirá los riesgos inherentes a la construcción y explotación de los proyectos de generación y transmisión cuando no se logre la incorporación de inversionistas estratégicos. Lo anterior, siempre y cuando los proyectos sean sostenibles financiera y fiscalmente de acuerdo con el marco fiscal de mediano plazo.”(Se ha subrayado)

Por su parte, la Ley 142/94, para todos los servicios regulados por ella, prevé la elaboración de Planes de Referencia de costo mínimo:

“ARTÍCULO 14:” “14.12. PLAN DE EXPANSIÓN DE COSTO MÍNIMO. Plan de inversión a mediano y largo plazo, cuya factibilidad técnica, económica, financiera y ambiental, garantiza minimizar los costos de expansión del servicio. Los planes oficiales de inversión serán indicativos y se harán con el propósito de garantizar continuidad, calidad, y confiabilidad en el suministro del servicio.”

ARTÍCULO 67. FUNCIONES DE LOS MINISTERIOS EN RELACIÓN CON LOS SERVICIOS PÚBLICOS. El Ministerio de Minas y Energía, el de Comunicaciones y el de Desarrollo, tendrán, en relación con los servicios públicos de energía y gas combustible, telecomunicaciones, y agua potable y saneamiento básico, respectivamente, las siguientes funciones:

“...”

67.2. Elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura del servicio público que debe tutelar el ministerio, en el que se determinen las inversiones públicas que deben realizarse, y las privadas que deben estimularse.”

Se destaca la cautelosa forma como se prevé inversión en activos que “garanticen” el abastecimiento: corresponde a los Agentes emprenderlas y si el Estado llegare a hacerlas, tendría que sujetarse al criterio de sostenibilidad financiera y fiscal de acuerdo con el marco fiscal de mediano plazo.

Ley 142/94: ARTÍCULO 86. EL RÉGIMEN TARIFARIO. El régimen tarifario en los servicios públicos a los que esta ley se refiere, está compuesto por reglas relativas a:

“.....”

“87.2. Por neutralidad se entiende que cada consumidor tendrá el derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que cualquier otro si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus necesidades.” (Se ha subrayado).

Otro criterio tarifario, el de suficiencia financiera, incluye la incorporación de instrumentos “que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios.”

“87.4. Por suficiencia financiera se entiende que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en

*la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos **que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios.***” (Se ha resaltado).

Congruente con estas reglas tarifarias, la CREG como autoridad legal competente, tiene, entre otras, estas funciones especiales según la misma Ley 142/94:

“ARTÍCULO 73. FUNCIONES Y FACULTADES GENERALES. Las comisiones de regulación tienen la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad. Para ello tendrán las siguientes funciones y facultades especiales:”

*“a. **Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente,** propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.”* (Se ha resaltado).

Por su parte, el Decreto 2100/11, en relación con el abastecimiento de gas natural, explícitamente prevé que: (i) los Agentes puedan invertir en activos que aseguren la confiabilidad y (ii) la CREG incorpore criterios y reglas que la aseguren:

*“Artículo 18. **Inversiones para asegurar la confiabilidad del servicio.** Los Agentes Operacionales podrán incluir dentro de su plan de inversiones aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural.”*

*“Con el fin de incentivar **el desarrollo de las mejores alternativas técnicas, analizadas desde un punto de vista de costo beneficio, la CREG, dentro del término de seis (6) meses, contados a partir de la expedición de este decreto, establecerá los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse para el cubrimiento de la demanda de los usuarios del servicio público de gas natural y fijará las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión que para el efecto presenten los Agentes Operacionales.**”* (Se ha resaltado).

La propia fórmula tarifaria de aplicación general refleja la escasez en la medida en que el precio de Generación es libre. En cualquier caso, hay una inevitable realidad: la sociedad y no solo la colombiana, rechaza con vehemencia un

racionamiento de electricidad y, en consecuencia, el Gobierno Nacional difícilmente puede permitir que se presente. En el esquema de prestación monopólica estatal que estuvo vigente hasta la Constitución de 1991 no regía la restricción de eficiencia y los servicios podían suministrarse con cualquier nivel de subsidio e incluso gratuitamente.

Así las cosas, el “no racionamiento” obliga en la práctica a adoptar una política y una regulación que lo evite, pero utilizando los mecanismos de mercado que la normatividad constitucional y legal ordenan. En consecuencia, en términos sencillos, el ordenamiento jurídico puede resumirse así:

- Los racionamientos eléctricos pueden darse sin que sean *per se* ilegales; deben evitarse mediante decisiones de política pública y normas regulatorias. Definido cuál es el nivel de confiabilidad deseado como una política (por el Ministerio de Minas y Energía), los costos para alcanzar dicho nivel serán: (i) obligatoriamente de eficiencia y (ii) recuperados plenamente por los usuarios. Como excepción, podrán efectuarse inversiones con recursos públicos pero seguirán las mismas reglas: eficiencia y sostenibilidad financiera y, por ser presupuestales, fiscal.
- Las acciones que se requieren para contar con una oferta flexible incorporando a la infraestructura existente para el suministro de gas la que permita su importación, en forma de LNG, van más allá de la función regulatoria. En la primera entrega de este informe se señala que:

“...la misma CREG, al analizar la situación del abastecimiento del gas natural relacionado con la generación termoelectrónica, ha señalado que existen decisiones de política fuera de su órbita:

“Para la CREG es importante reiterar que el abastecimiento de la demanda no solo depende del diseño regulatorio, sino que además se debe tener la disponibilidad del recurso que en algunos casos depende de aspectos geológicos, contractuales, tecnológicos y de otra índole que escapan del alcance de las disposiciones regulatorias. ...”.

En este sentido, y tal como se puede apreciar en la solución que se da en otros países, Colombia se encuentra enfrentada, en el caso del suministro flexible de gas natural, ante una decisión de política energética, justificada por razones de beneficio público.”

6.2 INSTRUMENTOS LEGALES PARA INDUCIR LA CONSTRUCCIÓN DE TERMINALES DE REGASIFICACIÓN

6.2.1 El Plan Nacional de Desarrollo

Tanto las bases del plan cuatrienal de desarrollo del actual gobierno nacional como el plan de inversiones, sientan las orientaciones generales de la política

pública para los diferentes sectores económicos y sociales. Una razón adicional para adoptar un Documento CONPES, es la de que en el Plan Nacional de Desarrollo PND 2010-2014 (Ley 1450/11) se da por hecho que el esquema actual de Cargo por Confiabilidad es suficiente para garantizar el abastecimiento eléctrico, reconociendo que el fenómeno del Niño en 2009 obligó a intervenciones discrecionales del Gobierno Nacional que no deberían repetirse.

La importación de gas natural se menciona como parte de la confiabilidad de ese servicio. No hay, en el PND una vinculación entre la confiabilidad eléctrica y la rigidez en la oferta de gas natural solucionable con la construcción de Terminales de Regasificación, indispensable para importar gas natural en ausencia de acceso efectivo a los mercados vecinos, por ejemplo la posibilidad de compra de volúmenes significativos a Venezuela.

Puede entonces afirmarse, que la política trazada en el PND no satisface a cabalidad las dificultades para asegurar una confiabilidad en el servicio eléctrico a costos eficientes. Tampoco aborda con la profundidad requerida los mecanismos para que la confiabilidad en el servicio de gas natural sea la apropiada:

En el capítulo sobre “Desarrollo minero y expansión energética”, el PND dice:

“Los esquemas regulatorios han permitido en este sector la expansión de su infraestructura de generación, la subasta del cargo por confiabilidad realizada en el 2008, permitieron la adición, durante el periodo del 2012 al 2018, de 3.421 MW de nueva capacidad.

No obstante lo anterior, como consecuencia del fenómeno del Niño, el sector afrontó en 2009 un nivel de aportes hídricos por debajo de sus promedios históricos, generando un descenso acelerado en los niveles de embalse en el segundo semestre del mismo año. Esta situación fue controlada por medidas adicionales que forzaron la utilización de la generación térmica del país.

Con el objeto de prever con anticipación las medidas necesarias para enfrentar la presencia de este fenómeno, las principales estrategias de la política sectorial estarán enfocadas en fortalecer el mercado de energía mayorista, especialmente el esquema del cargo por confiabilidad y la comercialización de energía eléctrica, para asegurar el suministro eléctrico en situaciones de hidrología externa, sin la intervención discrecional del Gobierno.”

[...]

“Por el contrario, el servicio del gas natural presentó un racionamiento durante la ocurrencia del Fenómeno del Niño, lo que obligó a una intervención estatal para asignar el gas natural a los sectores prioritarios de consumo, principalmente en el interior del país, donde se tenía una escasez del producto, exacerbada por restricciones en la capacidad de transporte.

Este evento debe ser objeto de reflexión y análisis para las entidades gubernamentales, con el propósito de ajustar los lineamientos de política, la regulación, la vigilancia y el control, para poder posicionar nuevamente este sector en la canasta energética del país.”

En el acápite donde muestra la importancia de la cadena eléctrica para el crecimiento, el PND afirma:

“A lo largo de la cadena del sector eléctrico, es necesario adelantar estrategias de política y ajustes regulatorios que permitan mejorar la operación y garantizar la confiabilidad y calidad en la prestación del servicio. En cuanto a la actividad de generación, es preciso considerar que el actual esquema de cargo por confiabilidad ha logrado establecer un balance en el portafolio de tecnologías de generación, basándose en criterios de eficiencia económica y previendo condiciones hidrológicas críticas para la asignación de energía firme.

Por lo tanto, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) incorporará las medidas necesarias para asegurar la disponibilidad y el acceso al servicio, procurando minimizar los costos de generación cobrados a los usuarios finales, manteniendo la competencia por costos, otorgando trato igual en el esquema de cargo por confiabilidad, independiente de la tecnología de generación y fomentando un mecanismo de formación eficiente de precios.”

Y en el apartado de hidrocarburos, el PND señala:

“En cuanto al gas natural, el Gobierno nacional establecerá lineamientos de política centrados en el aseguramiento del abastecimiento en el mediano plazo y en la confiabilidad de la prestación del servicio. Para ello, debe seguir dos estrategias: (1) profundizar en la promoción de la actividad exploratoria mediante la libertad de las exportaciones, las cuales obedecerán a criterios técnicos y transparentes que tengan en cuenta el abastecimiento interno; y (2) crear un esquema que permita importar gas natural, para garantizar el abastecimiento interno, bajo el mecanismo más eficiente desde el punto de vista técnico y económico.”

[...]

“En cuanto al gas natural, el primer reto del sector se centra en establecer criterios de confiabilidad que sean eficientes económica y financieramente. Con este fin, se analizarán alternativas de construcción de infraestructura nueva en transporte y distribución, teniendo en cuenta las valoraciones que consideren la menor relación costo-beneficio para los usuarios finales.” (Se ha subrayado).

La limitada importancia de los Planes de Desarrollo hace que la omisión no sea obstáculo para que el proyecto se realice, máxime si no se prevé inversión de recursos públicos para llevarlos a cabo. En todo caso, que el CONPES recomiende su realización facilita la expedición de normas regulatorias y reglamentarias así como el otorgamiento de las licencias y permisos que legalmente será indispensable obtener.

6.2.2 La conveniencia de un documento CONPES

Partiendo de la consideración expuesta de que la confiabilidad es un Bien Público y que forma parte de una decisión de política, se recomienda la expedición de un Documento CONPES, instrumento por excelencia en el ordenamiento jurídico colombiano para que decisiones que involucran a varios ministerios y otras autoridades se adopten como recomendaciones para las distintas entidades oficiales involucradas.

Es importante enfatizar que, con excepciones aquí no relevantes, un Documento CONPES no imparte órdenes pero tiene la ventaja de que en su aprobación participan el Presidente de la República, los Ministros y el Director del DNP (el DNP es la Secretaría Técnica); cuando las normas incluyen autorizaciones de autoridades territoriales, los gobernadores o alcaldes son invitados a la sesión.

Como se indicará adelante, para construir una Terminal de Regasificación se necesitan varios permisos otorgados por diferentes autoridades nacionales y, según la localización, de otros niveles de gobierno.

Las acciones que el Documento CONPES recomendaría serían las siguientes:

Establecer la conveniencia de que se instale una Terminal en la Costa Atlántica y se dejaría abierta la posibilidad de otra en la Costa Pacífica. El Documento CONPES señalaría las características de ambas: Tamaño, configuración y zona de influencia. Asimismo, indicaría los compromisos de las entidades públicas concernidas:

Ministerio de Minas y Energía

Que se expida un Decreto en el que se reglamente el artículo 27 de la Ley 142/94 (se transcribe de nuevo):

“ARTÍCULO 27. Salvo en situación de emergencia, las empresas de generación térmica que efectúen ventas de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional, deberán realizar contratos para garantizar, a largo plazo, el suministro de combustible en forma oportuna y a precios económicos.”

El Decreto ordenaría que los generadores térmicos que deseen utilizar las Terminales, suscriban contratos a 15 ó 20 años con la Terminal de regasificación, los cuales servirían al mismo tiempo como respaldo para las Obligaciones de Energía Firme para efectos del Cargo por Confiabilidad.

Sería un Decreto el que reglamente la Ley ya que la reglamentación en materia contractual es de la órbita reglamentaria y no de la regulatoria, según el Consejo de Estado.³⁹

³⁹ SECCIÓN TERCERA, Expediente No.: 20.409, 5 de marzo de 2008, C. P. Dr. RAMIRO SAAVEDRA BECERRA.

“La potestad reglamentaria de la ley:”

“No obstante, es necesario advertir en este punto que, si bien la función de regulación ejercida por las comisiones respectivas y que implica competencia para expedir normas de carácter general, no equivale ni corresponde al ejercicio de la función legislativa, tampoco puede decirse que corresponda al ejercicio de una facultad de reglamentación de la ley, por cuanto ésta, constitucionalmente (art. 189, num. 11), le corresponde de manera exclusiva al Presidente de la República, quien la ejerce a través de decretos con los cuales busca la cumplida ejecución de las leyes, estableciendo mecanismos y disposiciones que las hagan operativas y ejecutables, dentro de los precisos límites que ellas mismas imponen.”

[...]

“No obstante, la ley, aparte de mencionarlos, no define ni perfila esos procedimientos - que distingue de la conocida licitación pública- que puedan asegurar o estimular la concurrencia de oferentes; por ello, en la medida en que resulte necesario dar contenido a esta disposición legal para su cumplida ejecución, debe hacerlo el gobierno a través de sus decretos, en virtud de la potestad reglamentaria de la ley, que le otorga el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política al Presidente de la República.”

Que se expida un Decreto que reglamente el artículo 224 de la Ley 1450/11, cuyo alcance se expone más adelante, en el sentido de que el Ministro competente para integrar el Comité creado por ese artículo, sea en esta materia el de Minas y Energía.

CREG

Que se le insta para que expida la regulación relativa a los mecanismos de remuneración de la construcción y operación de la Terminal de regasificación, teniendo en cuenta que será una infraestructura que traería estos beneficios:

- lograr la confiabilidad de la generación eléctrica a costos eficientes frente a los que la actual regulación prevé por la inexistencia de facilidades físicas de importación de LNG.
- elevar la confiabilidad del abastecimiento de gas natural a todo tipo de usuarios, creando un “cargo por continuidad” para que los Comercializadores que atienden la demanda no térmica contribuyan a remunerar el uso de las facilidades para importar LNG. Los usuarios pagarían dicho cargo a los Transportadores, quienes lo recaudarían a nombre del Operador de la Terminal de Regasificación que se utilice a quien harán la transferencia correspondiente.

Ministerio de Transporte y Agencia Nacional de Infraestructura

Para que, cumpliendo las normas legales aplicables, le de prioridad al otorgamiento de la concesión portuaria necesaria para que la Terminal de

regasificación pueda construirse, si la localización está en área de competencia de la Agencia.

Para que, junto con el Ministro de Minas y Energía, se expida un Decreto reglamentario del artículo 87 de la Ley 1450/11 y se declaren como “Infraestructuras Logísticas Especializadas”, a las Terminales de Regasificación; de esta manera, su regulación no corresponderá íntegramente (por ejemplo en materia de tarifas) a las de las Sociedades Portuarias previstas en la Ley General de Puertos (Ley 1/91) y podrán ser objeto de tratamiento especial en los Planes de Ordenamiento Territorial o sus equivalentes.

Ley 1450/11:

“ARTÍCULO 87. INFRAESTRUCTURAS LOGÍSTICAS ESPECIALIZADAS. Las infraestructuras logísticas especializadas son áreas delimitadas donde se realizan, por parte de uno o varios operadores, actividades relativas a la logística, el transporte, manipulación y distribución de mercancías, funciones básicas técnicas y actividades de valor agregado para el comercio de mercancías nacional e internacional.

Las infraestructuras logísticas especializadas, contemplan los nodos de abastecimiento mayorista, centros de transporte terrestre, áreas logísticas de distribución, centros de carga aérea, zonas de actividades logísticas portuarias, puertos secos y zonas logísticas multimodales.

PARÁGRAFO. En los procesos de revisión y ajuste de los planes de ordenamiento territorial se podrán determinar los terrenos destinados a la localización de infraestructuras logísticas especializadas en suelo urbano, de expansión urbana y rural.”

Cormagdalena

La misma recomendación anterior dependiendo de la localización.

Alcalde Distrital de Cartagena o Barranquilla

Según el caso, para que en ejercicio de sus competencias (Ley 768/03) no se oponga al otorgamiento de dicha concesión.

Ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible

Para que, dentro de la normatividad aplicable, le de prioridad al otorgamiento de la Licencia Ambiental correspondiente, así como a las extensiones de gasoductos y en general a las obras que se requieran para la adecuada operación de la Terminal.

Ministerio del Interior

Para que, si la localización de la Terminal requiere de Consulta Previa con Comunidades Étnicas Minoritarias, se organice su realización con la máxima celeridad posible.

6.2.3 Trámites legales para la instalación de terminales de regasificación

Distintas leyes exigen trámites diversos para instalar Terminales de regasificación.

Licencia Ambiental

Las Leyes 99/93 y 1450/11 exigen el otorgamiento de Licencia Ambiental; la competencia para su otorgamiento es del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible si la Terminal será un puerto de gran calado:

Decreto 2820/10 modificado por Decreto 2713/11. Artículo 8°, “*numeral 6-a): Puertos marítimos de gran calado: Son aquellos terminales marítimos, su conjunto de elementos físicos y las obras de canales de acceso cuya capacidad para movilizar carga es igual o superior a un millón quinientas mil (1.500.000) ton/año y en los cuales pueden atracar embarcaciones con un calado igual o superior a 27 pies.*”

No hay norma expresa aplicable a Terminales de regasificación; de todas maneras, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible tiene la competencia si se aplica por analogía la que tiene para las Licencias:

Decreto 2820/10 modificado por Decreto 2713/11. Artículo 8°, “*numeral 1-e): Los terminales de entrega y estaciones de transferencia de hidrocarburos líquidos, entendidos como la infraestructura de almacenamiento asociada al transporte de hidrocarburos y sus productos y derivados por ductos;*”

La Ley 1450/11 (Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014) trae este mecanismo de agilización en el proceso de otorgamiento de Licencias Ambientales, creando una instancia extraordinaria en caso de demoras en el procedimiento por parte de las Autoridades Ambientales:

“ARTÍCULO 224. DEL PROCEDIMIENTO PARA OTORGAMIENTO DE LICENCIAS AMBIENTALES. Modifíquese el artículo 58 de la Ley 99 de 1993, el cual quedará así:

“Artículo 58. Del Procedimiento para Otorgamiento de Licencias Ambientales. El interesado en el otorgamiento de una licencia ambiental presentará ante la autoridad ambiental competente la solicitud acompañada del estudio de impacto ambiental correspondiente para su evaluación. La autoridad competente dispondrá de treinta (30) días hábiles para solicitar al interesado información adicional en caso de requerirse. Allegada la información requerida, la autoridad ambiental dispondrá de diez (10) días hábiles adicionales para solicitar a otras entidades o autoridades los conceptos técnicos o informaciones pertinentes, que deberán serle remitidos en un plazo no mayor

de treinta (30) días hábiles. El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, o quien haga sus veces, dispondrá hasta noventa (90) días hábiles para decidir sobre la licencia ambiental, contados a partir del acto administrativo de trámite que reconozca que ha sido reunida toda la información requerida, según el procedimiento previsto en este artículo.

PARÁGRAFO 1o. En caso de que el procedimiento se demore más de los noventa (90) días hábiles establecido en este artículo contados a partir del acto administrativo de trámite que reconozca que ha sido reunida toda la información requerida, se convocará a un comité quien en un plazo menor a diez (10) días hábiles establecerá un plan de acción obligatorio para que en un plazo menor a treinta (30) días hábiles la autoridad ambiental esté en posibilidad de decidir sobre la licencia ambiental.

El Comité estará integrado por:

- a) El Ministro de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, o quien haga sus veces, o su delegado;*
- b) El Director del Departamento Nacional de Planeación, o su delegado;*
- c) El Ministro cabeza del sector al que corresponde el proyecto del caso, o su delegado.*

PARÁGRAFO 2o. El comité podrá invitar a las Corporaciones Autónomas Regionales o de Desarrollo Sostenible, los Grandes Centros Urbanos o los Establecimientos Públicos Ambientales de la respectiva jurisdicción a participar con voz y sin voto en el Comité.

PARÁGRAFO 3o. Contra las decisiones del comité no procede ningún recurso administrativo.

PARÁGRAFO 4o. Para todos los efectos de este artículo se entiende que la cabeza del sector al que corresponda el proyecto del caso, o su delegado, desempeña función administrativa”.

Va a surgir duda sobre cuál Ministro, distinto del de Ambiente, integrará este Comité (parágrafo primero, literal c); aunque podrían reclamar competencia el de Transporte y el de Minas y Energía, lo recomendable es que sea éste último, lo cual puede determinarlo un Decreto Reglamentario como se recomendó atrás.

Concesión portuaria

Tratándose de un puerto, la Ley 1a de 1991 exige el otorgamiento de una concesión; esto significa que para ser concesionario el propietario operador debe constituirse como Sociedad Portuaria; para que, por otra parte, la Terminal esté regulada por la Ley 142/94, debe constituirse una Empresa de Servicios Públicos que haría un contrato de operación con la Sociedad Portuaria. Esta doble sociedad se facilita con la declaración como “INFRAESTRUCTURAS LOGÍSTICAS ESPECIALIZADAS” autorizadas por la Ley 1450/11 artículo 87 cuya reglamentación se recomendaría en el Documento CONPES como quedó dicho.

La Autoridad competente para otorgar la concesión depende de la localización. En principio es la Agencia Nacional de Infraestructura, adscrita al Ministerio de Transporte.

Sin embargo, si la Terminal va a ubicarse en Barranquilla o cualquier otra localidad sobre el Río Magdalena incluido el Canal del Dique, dentro de una distancia de 27 km de las riberas del Río Magdalena, la concesión la otorga la Corporación del Río Grande de la Magdalena Cormagdalena, creada por la Constitución y que no forma parte de la estructura del Gobierno Nacional, aunque de su Junta Directiva forman parte los Ministros de Minas y Energía, Agricultura, Transporte, Ambiente, Comercio Exterior, junto al Presidente de Ecopetrol, tres Gobernadores y seis Alcaldes de Entidades Territoriales ribereñas del Río Magdalena y un representante de los gremios de navegación fluvial (Ley 161/94).

Por otra parte, si la Terminal va a estar localizada en Cartagena, Barranquilla o Santa Marta, el respectivo Alcalde Distrital podrá impedir que la concesión se otorgue:

Ley 768/03: “ARTÍCULO 17. RÉGIMEN PORTUARIO. Constitúyanse en autoridades portuarias adicionales a las ya instituidas por ley, los distritos de Santa Marta, Barranquilla y Cartagena, que intervendrán en la formulación de los planes de expansión portuaria que le presente el Ministerio de Obras Públicas y Transporte al Consejo Nacional de Política Económica y Social, Conpes, definiendo en los territorios de su jurisdicción, las regiones en las que sea conveniente o no la construcción y funcionamiento de puertos y demás instalaciones portuarias.

En el trámite de las concesiones portuarias y en el de las modificaciones de las mismas, la Superintendencia General de Puertos o la entidad encargada de aprobarlas, recibirán y escucharán los conceptos, recomendaciones y oposiciones que formulen los distritos en los que se pretendan localizar. Cuando este concepto fuere contrario a la solicitud, no podrá otorgarse la concesión o modificación que se tramita.

Igual prerrogativa tendrán estas entidades territoriales respecto de los trámites de aprobación de obras de beneficio común a las que se refiere el artículo 4o. de la Ley 1a. de 1991 y del otorgamiento de licencias portuarias para la construcción y operación de embarcaderos, muelles, y demás instalaciones portuarias.”

Consulta Previa con Comunidades Indígenas, Negras o Gitanas

En el caso en que la zona en donde piense instalarse una Terminal de Regasificación habiten Comunidades Indígenas, Negras o Gitanas, la jurisprudencia constitucional ha sido cada vez más exigente en el sentido de que antes de tramitar las distintas licencias o permisos, debe adelantarse un proceso de Consulta Previa con las Autoridades de la o las comunidades que puedan ser afectadas por la construcción y operación de la Terminal.

Lo que es obligatorio es realizar la Consulta con el detenimiento que cada caso amerite; no obstante, el concepto que finalmente tenga la Comunidad consultada no es vinculante para las Autoridades competentes para otorgar la licencia, permiso o concesión.

La Corte Constitucional ha ido progresivamente extendiendo esta obligación a todo tipo de posible afectación de las costumbres y derechos de esas minorías étnicas, con base en el Convenio de la OIT 169 de 1989, ratificado por Colombia (Ley 21/91) y el artículo 93 de la Constitución.

La más reciente y relevante decisión de la Corte Constitucional es la que revisó una Tutela (Sentencia T-129/11) y ordenó suspender la construcción de una carretera, la interconexión eléctrica que adelantaba ISA y la exploración de una mina porque afectaba familias indígenas en el Chocó.

El trámite de las Consultas lo administra el Ministerio del Interior.

6.3 RECUPERACIÓN DE LOS COSTOS Y REGULACIÓN PRO-COMPETENCIA

En la primera entrega del Informe de Fedesarrollo se muestra que para los Agentes Térmicos, en general, es preferible utilizar combustibles líquidos para generar electricidad porque les trae mayores beneficios frente a usar gas doméstico. No obstante, el costo de la solución privada es más alto que la solución óptima desde la perspectiva social, porque el costo total de la energía con generación a líquidos sería mayor que la que se tendría con la importación de gas natural licuado, incluyendo los costos de construcción y operación de Terminales de Regasificación.

El sobrecosto se daría tanto en la generación por restricciones como en las del mercado. Por eso mismo, habría necesidad de destinar mayores recursos del presupuesto nacional para otorgar los subsidios de ley, al desaparecer la fuente más importante para financiarlos que, hasta final de 2011, ha sido la contribución (impuesto) del 20% que han venido pagando los usuarios industriales, quienes quedarán exentos a partir del 1° de enero de 2012, de acuerdo a lo dispuesto por la Ley 1420 de 2010 (artículo 2o) y la definición de “industrial” adoptada por el Decreto 2915/11).

La CREG es la Autoridad competente para determinar los mecanismos para recuperar los costos de inversión y AOM de las Terminales de Regasificación, sobre la base -como se mencionó- de que se trata de una actividad complementaria de los servicios de electricidad y gas natural.

El actual Cargo por Confiabilidad permite el uso de gas importado (Resolución CREG 106/11) y de combustibles líquidos; como se ha mostrado en la primera entrega del Informe de Fedesarrollo, la utilización de estos últimos resulta menos eficiente que la de importar gas natural; por otra parte para que esto sea posible,

si no se tiene oferta de países vecinos de los que pueda transportarse por gasoductos, debe recurrirse al mercado mundial de LNG, lo que exige la instalación de Terminales de Regasificación.

Por lo tanto, para complementar la regulación sobre la importación, hace falta establecer el sistema para recuperar los costos a quien haga dichas inversiones.

En el Informe 1 se analizan los principios económicos que sirvan de fundamento para que la CREG determine qué usuarios de ambos servicios asumirán tarifariamente dichos costos.

Con base en los análisis conceptuales señalados, a la luz de la normatividad legal contenida en la Ley 142 de 1994, se hacen las consideraciones siguientes y se propone un mecanismo para fijar los cargos que recuperen los costos.

Las Terminales de Regasificación servirán como factor de la confiabilidad de la generación eléctrica y del servicio de gas natural; por lo tanto todos los usuarios de uno y otro servicio deberán pagar los costos totales con la condición de que sean eficientes, incluyendo el costo de capital.

Como se mostró atrás, la propia CREG considera que: *“Para la CREG es importante reiterar que el abastecimiento de la demanda no solo depende del diseño regulatorio, sino que además se debe tener la disponibilidad del recurso que en algunos casos depende de aspectos geológicos, contractuales, tecnológicos y de otra índole que escapan del alcance de las disposiciones regulatorias...”*

Lo que se propone en este Capítulo es llenar ese vacío con la adopción de una política que determine la conveniencia de facilitar a los inversionistas la construcción y puesta en marcha de una o varias Terminales de Regasificación que permitan a los Generadores Térmicos y a los Comercializadoras de gas acceder a una oferta flexible de gas natural. Dentro del marco de esa política, las Autoridades que tienen competencia para que se cumplan lo que el conjunto normativo exige, podrán actuar de manera coordinada: concesión portuaria, licencias ambientales, eventuales consultas previas a las minorías étnicas, reglamentación por Decreto de la contratación de los Generadores Térmicos y de los Comercializadores que atienden la demanda no térmica de gas natural y definición del sistema para recuperación de los costos de inversión siempre que sean eficientes. Esto último es competencia de la CREG.

6.3.1 Un mercado en competencia

Las facilidades para importar gas natural permitirían un mercado en competencia con la oferta doméstica de gas natural y (para generación térmica) con la de combustibles líquidos; los usuarios directos de dichas facilidades serán empresas generadoras térmicas de energía eléctrica y comercializadores de gas natural que atienden las demandas térmica y no térmica, y también grandes usuarios de gas natural.

Por estas razones, se dan las condiciones para que la CREG adopte un sistema de libertad de tarifas, conservando en todo caso, la facultad de someterlas a cargos regulados si la competencia efectivamente no se da, para lo cual periódicamente examinará la situación real del mercado. La estructura de los cargos que se pacten libremente, podrá incluir un cargo por capacidad y otro por uso; podrán pactarse cargos diferenciales por usos según su frecuencia y regularidad y, en general, haciendo acuerdos con los distintos usuarios en las condiciones que de mejor manera respondan a sus necesidades.

Estas atribuciones provienen de la Ley 142/94:

ARTÍCULO 88: “88.3. Las empresas tendrán libertad para fijar tarifas, cuando exista competencia entre proveedores. Corresponde a las comisiones de regulación, periódicamente, determinar cuándo se dan estas condiciones, con base en los criterios y definiciones de esta ley.”

La recuperación de los costos se hará diferenciando entre los componentes de la infraestructura para la importación del gas natural, vale decir la de los atracaderos usualmente denominados Jetty y la planta o plantas regasificadoras propiamente dichas. De esta manera podrán hacerse separaciones contables si el propietario operador es el mismo para los dos tipos de facilidades, para las tareas de seguimiento al comportamiento del mercado y, eventualmente, la intervención de la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC como Autoridad en materia de competencia según lo dispuesto por la Ley 1340 de 2009.

“ARTÍCULO 60. AUTORIDAD NACIONAL DE PROTECCIÓN DE LA COMPETENCIA. La Superintendencia de Industria y Comercio conocerá en forma privativa de las investigaciones administrativas, impondrá las multas y adoptará las demás decisiones administrativas por infracción a las disposiciones sobre protección de la competencia, así como en relación con la vigilancia administrativa del cumplimiento de las disposiciones sobre competencia desleal.

PARÁGRAFO. Para el cumplimiento de este objetivo las entidades gubernamentales encargadas de la regulación y del control y vigilancia sobre todos los sectores y actividades económicas prestarán el apoyo técnico que les sea requerido por la Superintendencia de Industria y Comercio.”

De especial relevancia en cuanto a la prohibición de prácticas restrictivas de la competencia es el principio de no discriminación, como expresamente lo señala el Decreto 2100/11, en el que se prevé la intervención del Ministerio de Minas y Energía, que podrá solicitar a la CREG un concepto previo no vinculante, si las partes no llegan a un acuerdo para utilizar las facilidades disponibles:

“ARTÍCULO 29. Acceso a la capacidad de la Infraestructura de Regasificación. Los Agentes propietarios y/u operadores de la Infraestructura de Regasificación deberán permitir el acceso a la capacidad no utilizada y/o no comprometida a los Agentes que la requieran, siempre y cuando, se cumplan las siguientes condiciones: (i) se cuente con capacidad disponible para ser

contratada, y (ii) no se interfiera ni se ponga en riesgo el cumplimiento de los contratos vigentes por asumir nuevos compromisos contractuales.”

“PARÁGRAFO 1°. Los Agentes solo podrán ejercer el derecho de acceso a la capacidad de la infraestructura de regasificación mediante la celebración del contrato respectivo con el propietario y/u operador.”

“PARÁGRAFO 2°. Cuando las partes no lleguen a un acuerdo sobre el acceso, el asunto se someterá a la decisión del MME. Para este efecto, el Ministerio podrá solicitar concepto a la CREG.”

Se propone que esta función del MME se suprima en el Decreto que se propone, porque es de mayor conveniencia que la ejerza la CREG como lo dispone la Ley 142/94:

“39.4. Contratos en virtud de los cuales dos o más entidades prestadoras de servicios públicos o éstas con grandes proveedores o usuarios, regulan el acceso compartido o de interconexión de bienes indispensables para la prestación de servicios públicos, mediante el pago de remuneración o peaje razonable.”

“Este contrato puede celebrarse también entre una empresa de servicios públicos y cualquiera de sus grandes proveedores o usuarios.”

“Si las partes no se convienen, en virtud de esta ley la comisión de regulación podrá imponer una servidumbre de acceso o de interconexión a quien tenga el uso del bien.” (Se ha subrayado).

Para este traslado de funciones, el Decreto invocará la atribución permanente del Presidente de la República para reestructurar (en este caso parcialmente) las entidades oficiales nacionales conferidas por la Ley 489/99, artículo 54:

“ARTICULO 54. PRINCIPIOS Y REGLAS GENERALES CON SUJECION A LAS CUALES EL GOBIERNO NACIONAL PUEDE MODIFICAR LA ESTRUCTURA DE LOS MINISTERIOS, DEPARTAMENTOS ADMINISTRATIVOS Y DEMAS ORGANISMOS ADMINISTRATIVOS DEL ORDEN NACIONAL. Con el objeto de modificar, esto es, variar, transformar o renovar la organización o estructura de los ministerios, departamentos administrativos y demás entidades u organismos administrativos nacionales, las disposiciones aplicables se dictarán por el Presidente de la República conforme a las previsiones del numeral 16 del artículo 189 de la Constitución Política y con sujeción a siguientes principios y reglas generales:”

[...]

a) Deberán responder a la necesidad de hacer valer los principios de eficiencia y racionalidad de la gestión pública, en particular, evitar la duplicidad de funciones.”

Quedarían en cabeza de la CREG esa función y la ya citada de regular cargos aunque se haya decretado libertad tarifaria, si la CREG encuentra que no existen competencia (Ley 142/94, artículo 88.3 transcrito atrás).

6.3.2 Almacenamiento

Es usual que las facilidades de importación se complementen con sistemas de almacenamiento en sitios aledaños a las Terminales de Regasificación. Las necesidades del mercado térmico y no térmico aconsejarán si son necesarias, con qué capacidad y si serían subterráneas o en tierra.

El Decreto 2100/11 se refiere al almacenamiento subterráneo - no se ocupa de los otros sistemas, ampliamente utilizados en varios países; el Decreto 2730/10 (derogado por el Decreto 2100/11) era más detallado e incluso hacía referencia al almacenamiento asociado a la infraestructura de regasificación.

Decreto 2100/11: “*ARTÍCULO 19. Almacenamiento subterráneo en campos de hidrocarburos. En un plazo no superior a un (1) año, el MME y la ANH evaluarán conjuntamente la viabilidad de la utilización de campos de hidrocarburos con fines de almacenamiento de gas natural como alternativa para asegurar la confiabilidad del servicio público.*”

La forma de remunerar este servicio es igualmente competencia de la CREG, que lo ha hecho en relación con el Gas Natural Comprimido. Siguiendo la argumentación sobre la recuperación de costos de las facilidades para importar, para esta actividad la CREG podría igualmente adoptar la opción de libertad tarifaria a través de contratos.

6.3.3 Beneficiarios de las facilidades de importación y almacenamiento

Los usuarios de energía eléctrica, concretamente en cuanto se genere en plantas térmicas que no utilicen otros combustibles de mayor costo, se benefician de una u otra manera del acceso al mercado mundial de LNG. La confiabilidad se aumenta o por lo menos se mantiene, pero puede resultar en conjunto más eficiente e incluso de menor costo dependiendo de su localización. Rebasa el alcance del presente capítulo jurídico referirse a estos aspectos.

El resto de la demanda por gas natural también se beneficia de una mayor confiabilidad.

Una ventaja del esquema propuesto de libertad en esta materia, es que el mercado asignaría parcialmente cuáles usuarios de ambos servicios se benefician y en qué proporción –situación que puede cambiar por diversos factores. De esa manera la imputación de los costos se resuelve, en principio, en el mercado, puesto que los usuarios directos de las facilidades de importación y de almacenamiento demandarán su utilización de acuerdo a las necesidades que deban atender.

No obstante, la política que adoptaría el CONPES se instrumentaría con incentivos adicionales a saber:

i) los Generadoras Térmicos suscribirán contratos para utilizar la o las Terminales de Regasificación y puedan respaldar con ellos sus ofertas de OEFs. Esto tiene su fundamento legal en el artículo 27 de la Ley 143/94, como se mostró.

ii) se crearía un “Cargo por Continuidad” para la demanda no-térmica de gas natural, con fundamento en la Ley 142/94 y el Decreto 2100/11, como igualmente se expuso.

iii) en el caso de la demanda por uso de una Terminal de Regasificación, la demanda térmica tendría prelación, como se expuso, modificando las prioridades previstas en el Decreto 880/07 y la definición de “Demanda Esencial” y para ese efecto, que trae el Decreto 2100/11, como se propone más adelante.

Alternativamente, en vez de este nuevo cargo, se utilizaría la figura de una Asociación Público Privada, APP con aporte de recursos del presupuesto nacional, con base en la Ley 1508/12, como se expondrá en el numeral 6.4.

Facilidades de usar LNG y el Cargo por Confiabilidad

Existiendo el Cargo por Confiabilidad para la Generación eléctrica, se propone modificar la forma de participar en las Subastas.

Las modificaciones serían:

La vigencia del precio de la subasta de diciembre de 2011, fijado hasta 10 años en la Resolución CREG 139 de 2011 para las plantas que se acojan a la opción de gas natural importado, sería igual al plazo que tengan pactado para usar la Terminal de Regasificación.

Esta modificación responde al análisis del Informe en el sentido de que el costo de utilizar LNG sería menor que el de utilizar combustibles líquidos, solo si una buena parte las Generadoras Térmicas utilizan Terminales en la Costa Atlántica.

La propuesta es congruente con la que se hizo atrás en el sentido de que se expida un Decreto para que los generadores térmicos suscriban contratos de largo plazo (15 ó 20 años por ejemplo) con el Operador de la Terminal, los cuales pueden ser utilizados como respaldo de las obligaciones del cargo por confiabilidad.

La fundamentación jurídica está en el deber del Estado (Gobierno Nacional y CREG) de asegurar una oferta confiable a costos eficientes en beneficio de los usuarios.

Ley 142/94

“ARTÍCULO 20. INTERVENCIÓN DEL ESTADO EN LOS SERVICIOS PÚBLICOS. El Estado intervendrá en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia de que trata esta Ley, en el marco de lo dispuesto en los artículos 334, 336, 365, 366, 367, 368, 369, 370 de la Constitución Política, para los siguientes fines:

[...]

2.4. Prestación continua e ininterrumpida, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor o caso fortuito o de orden técnico o económico que así lo exijan.

2.5. Prestación eficiente.

2.6. Libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante.

2.7. Obtención de economías de escala comprobables.”

La CREG, por su parte, tiene como función principal la de asegurar una oferta eficiente de energía:

“ARTÍCULO 20. En relación con el sector energético la función de regulación por parte del Estado tendrá como objetivo básico asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Para el logro de este objetivo, promoverá la competencia, creará y preservará las condiciones que la hagan posible”

“ARTÍCULO 23. Para el cumplimiento del objetivo definido en el artículo 20 de la presente ley, la Comisión de Regulación de Energía y Gas con relación al servicio de electricidad tendrá las siguientes funciones generales:

a) Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia.”

El Informe 1 demuestra convincentemente que la utilización de combustibles líquidos, si bien cumple con ese propósito, impone costos sociales que la hacen menos apropiada que usar LGN.

Pero en el estado actual del mercado colombiano, igualmente sustentado por el Informe, los menores costos solo se darán si la Terminal es utilizada por una buena parte de los generadores térmicos en la Costa Atlántica. Las facilidades para acceder al mercado mundial de LNG son activos en los que se dan economías de escala. Uno de los objetivos de la intervención del Estado en estos servicios es el de *“2.7. Obtención de economías de escala comprobables.”* (Ley 142/94, artículo 2°).

La propia actividad de una Terminal es, igualmente, una nueva fuente de ingresos creada por el Estado, no por el Mercado como sí es el caso de varios países de acuerdo a las experiencias que el mismo Informe reseña. Colombia tiene más similitudes en este aspecto con Chile que, por ejemplo, con el mercado británico o el español. De hecho, en Chile la construcción de la primera Terminal estuvo expresamente promovida desde la Presidencia de la República para que los generadores conformaran un “pool” a cambio de lo cual la empresa estatal de hidrocarburos promovió la construcción de la Terminal de Quintero.

6.3.4 Conveniencia de un decreto reglamentario

La tradición jurídica colombiana aconseja la expedición de un Decreto Reglamentario en el que se establezcan los lineamientos para estimular la instalación de facilidades de importación y de almacenamiento. La propia CREG y el Consejo de Estado que revisa la legalidad de sus resoluciones si fueran demandadas, contarían con mayor seguridad si hay una actuación reglamentaria previa, en particular para regular actividades que no estaban previstas expresamente en la Ley 142/94, aunque se enmarcan en ella sin dificultad.

El Decreto invocaría las recomendaciones del Documento CONPES en el sentido de que la confiabilidad del servicio eléctrico requiere ajustes que permitan un uso más eficiente de los recursos energéticos y, al propio tiempo, elevar la confiabilidad del servicio de gas natural para los consumidores no térmicos de este combustible.

El Decreto señalaría pautas sobre la forma como se garantizaría el libre acceso a una o varias Terminales de Regasificación en la Costa Atlántica, dependiendo de las recomendaciones que el CONPES finalmente recomiende.

El Decreto diría que las térmicas que deseen utilizar las Terminales, deben suscribir contratos a largo plazo, 15 ó 20 años, con los cuales se podrán respaldar sus OEF. Atrás (numeral 6.2.2.) se citó jurisprudencia reciente del Consejo de Estado en el sentido de que las reglas sobre contratos deben ser adoptadas por Decreto.

Al mismo tiempo, incluiría un capítulo sobre prelación en la asignación de acceso para un escenario en el que la demanda exceda la oferta.

En este punto, el Decreto invocaría las facultades previstas en el artículo 16 de la Ley 401/97 que dispone:

“ARTICULO 16. PRIORIDADES PARA EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL. Cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda, el Gobierno Nacional, de acuerdo con los ordenamientos, y parámetros establecidos en la Ley 142 de 1994, y previo concepto del Consejo Nacional de Operación de Gas, fijará el orden de atención prioritaria de que se trate, teniendo en cuenta los efectos sobre la población, las necesidades de generación eléctrica, los contratos debidamente perfeccionados, así como todos aquellos criterios que permitan una solución equilibrada de las necesidades de consumo en la región o regiones afectadas.”

Es importante que se expida un Decreto que haga específica referencia a prelaciones de las Terminales de Regasificación, complementario del Decreto para situaciones generales de racionamiento por restricciones de la oferta doméstica como es el vigente (Decretos 880/07 y 4500/09), por lo siguiente:

- Las Terminales tienen como objetivo central lograr una confiabilidad más eficiente para el servicio eléctrico y, subsidiariamente, elevar la confiabilidad para la demanda no térmica de gas natural.
- Esta última, de acuerdo con el estudio de Fedesarrollo ofrece menos dificultades en la medida en que la demanda térmica se atendería en mayor medida con gas importado a través de las facilidades de una o más Terminales de Regasificación.

Por esta razón, el Decreto sobre prelación en casos de racionamiento le daría prioridad a la demanda de las Generadoras Térmicas y para que no queden dudas, se modificarían las prelación en caso de racionamiento previstas en los Decretos 880/07 y 4500/09 y el Decreto 2100/11 en la definición de “Demanda Esencial”.

Por esta razón, el Decreto sobre prelación en casos de racionamiento le daría prioridad a la demanda de las Generadoras Térmicas con contratos con la terminal de regasificación y para que no queden dudas, se modificarían las prelación en caso de racionamiento previstas en los Decretos 880/07 y 4500/09 y el Decreto 2100/11 en la definición de “Demanda Esencial”.

El decreto que se propone incluiría un artículo que dijera:

“ARTÍCULO: PRIORIDADES EN CASO DE RESTRICCIONES DE OFERTA. Cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de Gas Natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda, el gas natural importado que utilice Terminales de Regasificación se destinará en primer lugar a la generación térmica que cuente con contratos de largo plazo con dichas terminales para el respaldo de OEF, sin tener en cuenta lo dispuesto en el Decretos 880 de 2007, modificado por el Decreto 4500 de 2009, sobre prioridades. La demanda de gas importado destinado al respaldo de OEF de las Generadoras Térmicas formará parte de la Demanda Esencial de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto 2100 de 2011.”

6.4 UTILIZACIÓN DE LA LEY 1508/12 ASOCIACIONES PÚBLICO-PRIVADAS COMO ALTERNATIVA

La expedición de una normatividad especial para los distintos tipos de Asociación Público-Privada (Ley 1508/12) ofrece una alternativa para que se instalen las facilidades necesarias para acceder al mercado mundial de LNG.

Esencialmente la ley prevé que una entidad estatal suscriba un contrato para la construcción y operación de infraestructura que sirva para prestar algún servicio público.

La ley expresamente prevé que el contratista construya y preste los servicios asociados o, más ampliamente realice las actividades de “construcción, reparación, mejoramiento o equipamiento, actividades todas estas que deberán involucrar la operación y mantenimiento de dicha infraestructura”. Y, por otra parte, los contratos de concesión son APP para efectos de esta ley.

La retribución para el contratista provendrá principalmente del derecho a explotar la infraestructura objeto del contrato.

El Estado puede aportar recursos presupuestales. Sobre esta posibilidad más adelante se hace una precisión en relación con Terminales de Regasificación.

Ley 1508/12

“ARTÍCULO 2o. CONCESIONES. Las concesiones de que trata el numeral 4 del artículo 32 de la Ley 80 de 1993, se encuentran comprendidas dentro de los esquemas de Asociación Público Privadas.

ARTÍCULO 3o. ÁMBITO DE APLICACIÓN. La presente ley es aplicable a todos aquellos contratos en los cuales las entidades estatales encarguen a un inversionista privado el diseño y construcción de una infraestructura y sus servicios asociados, o su construcción, reparación, mejoramiento o equipamiento, actividades todas estas que deberán involucrar la operación y mantenimiento de dicha infraestructura.

También podrán versar sobre infraestructura para la prestación de servicios públicos.

En estos contratos se retribuirá la actividad con el derecho a la explotación económica de esa infraestructura o servicio, en las condiciones que se pacte, por el tiempo que se acuerde, con aportes del Estado cuando la naturaleza del proyecto lo requiera.

Los procesos de selección y las reglas para la celebración y ejecución de los contratos que incluyan esquemas de Asociación Público Privada se regirán por lo dispuesto en la Ley 80 de 1993 y la Ley 1150 de 2007, salvo en las materias particularmente reguladas en la presente ley.” (Se ha subrayado).

Como las facilidades para importar gas natural (Jettys, Terminales de Regasificación y Plantas de Almacenamiento) forman parte de la prestación de servicios públicos domiciliarios y sus actividades complementarias, los aportes que se recibieran del presupuesto nacional serían subsidios a la oferta, excepto si el Estado fuera socio. Así lo dispone el artículo 87.9 de la Ley 142/94 que fue modificado originalmente por la Ley 1151/07 (Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010) prorrogada con un pequeño ajuste menor por la Ley 1450/11 (Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014):

Ley 1450/11. *“ARTÍCULO 99. APORTES A LAS EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS. El numeral 87.9 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, quedará así:*

87.9 Las entidades públicas podrán aportar bienes o derechos a las empresas de servicios públicos domiciliarios, siempre y cuando su valor no se incluya en el cálculo de las tarifas que hayan de cobrarse a los usuarios y que en el presupuesto de la entidad que autorice el aporte figure este valor. Las Comisiones de Regulación establecerán los mecanismos necesarios para garantizar la reposición y mantenimiento de estos bienes.

Lo dispuesto en el presente artículo no es aplicable cuando se realice enajenación o capitalización de dichos bienes o derechos”.

Se propone entonces, como alternativa, utilizar la figura APP y se calculará que monto de recursos del presupuesto nacional se aportarían como subsidio a la oferta. Para esto, el Documento CONPES incluiría esta recomendación al Ministerio de Hacienda y al DNP para que se incluyeran las apropiaciones del caso en el proyecto de Ley Anual del Presupuesto.

Si se consideran necesarios aportes para más de una vigencia fiscal, el CONFIS tendría que aprobar la constitución de Vigencias Futuras y si fueran a incluir el año 2015 (cuando habrá terminado el actual período presidencial) y posteriores, el CONPES tendría que declarar que la instalación de la Terminal como un proyecto de “Importancia Estratégica” (Ley 819/03, artículo 10°).

El plazo contractual, en principio, será de 30 años; pero, antes de su reestructuración, previo concepto favorable del CONPES, puede ser mayor.

Ley 1508/12:

“ARTÍCULO 60. PLAZO DE LOS CONTRATOS PARA PROYECTOS DE ASOCIACIÓN PÚBLICO PRIVADA. Los contratos para la ejecución de proyectos de asociación público privada, tendrán un plazo máximo de treinta (30) años, incluidas prórrogas.

6.1 Cuando de la estructuración financiera, y antes del proceso de selección, resulta que el proyecto tendrá un plazo de ejecución superior al previsto en el inciso anterior, podrán celebrarse contratos de asociación público privadas siempre que cuente con el concepto previo favorable del Consejo Nacional de Política Económica y Social, CONPES.”

La ley prevé dos alternativas para iniciar un proyecto con esta modalidad:

1. iniciativa de una entidad estatal, en este caso el MME
2. iniciativa de particulares

En el primer caso, se aplican los procedimientos bien conocidos para contratar, que no hay que repetir aquí.

En el segundo, cualquiera puede estructurar un proyecto con todas las características físicas del mismo, sus costos y la forma de financiar su construcción y operación y lo proponen confidencialmente al MME.

El MME decide si es viable (en 3 meses), en cuyo caso se lo comunica a los promotores y abre una Licitación Pública en la que los promotores participan

con unos puntos de ventaja (hasta 10) según lo establezca el MME; si no son los seleccionados, se les reembolsan los costos del trabajo previo de estructuración.

En todos los casos el contrato indicará cómo remunerar la inversión y los gastos de AOM más el costo de capital. En este caso se llegaría a la situación que hasta el momento venimos manejando, vale decir, habrá unas tarifas libremente pactadas o reguladas, pero en todo caso según decidiera la CREG.

Apéndice 1: Dimensionamiento de la terminal

Este Apéndice presenta una metodología para estimar el tamaño de una terminal para la Costa Atlántica. Esto es necesario para valorar el costo de la terminal que se hace en la última sección del informe.

CONFIGURACIÓN PROBABLE DE LA TERMINAL

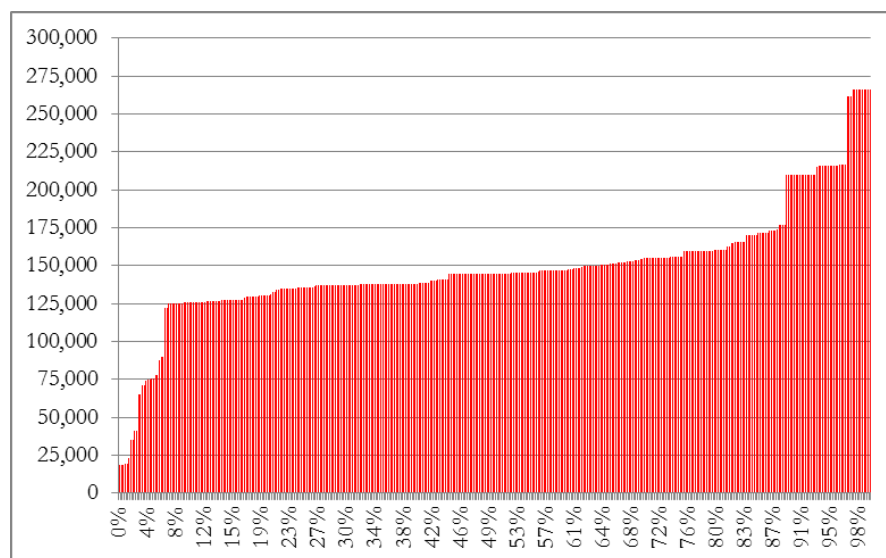
Suponemos que debido a las necesidades de suministro en firme en medio de un Niño una terminal con regasificación en tierra y almacenamiento en tierra también es una alternativa interesante. Esto implica muelle, almacenamiento y regasificación.

Muelle

Como el suministro habitual de la terminal será de tipo ocasional pero continuo, es muy probable que el muelle y la regasificación estén muy en función del tamaño de los buques metaneros. En la actualidad, de los 397 buques que surcan el planeta, más del 60% tiene menos de 150.000 m³ de capacidad y casi 90% están por debajo de los 200.000 m³ (con capacidad de 145.000 m³ se podría acceder a 2/3 partes de la flota actual).

Por eso podríamos pensar que un terminal para buques de mínimo 145.000 – 160.000 m³ de capacidad es apropiado para acceder a una flota actual de características de diversidad en la oferta.

Ilustración 9. Flota mundial de buques metaneros



Fuente: *World LNG Encyclopedia*

Almacenamiento

Para el almacenamiento existen dos opciones:

- Tener poco almacenamiento y una tasa de regasificación (uso) similar a la tasa de descarga (ver el siguiente apartado);
- Tener almacenamiento igual, o mayor, al tamaño del buque metanero (es decir 145.000 – 160.000 m³).

La opción dependerá del perfil del despacho en un Niño. Si este despacho es continuo – como ocurrió en el Niño 2009-2010 – el almacenamiento es poco necesario. Sin embargo esto requiere analizar los tiempos de llegadas de buques que hacemos posteriormente.

Regasificación

Parte importante de la capacidad de regasificación lo brindan las necesidades de las plantas térmicas en un Niño o, mejor dicho, la necesidad de respaldo de OEFs. Pero también las necesidades de la demanda no-térmica son importantes.

Demanda de flexibilidad de largo plazo

Como concluimos que las centrales térmicas seguirían comprando sus generaciones de seguridad en el mercado de gas doméstico, se estima que los requerimientos totales de gas de las térmicas estarían entre 12.400 – 13.600 m³/día o unos 260 – 290 MPCD.

Tabla 20. Demanda de gas importado de las térmicas de la Costa

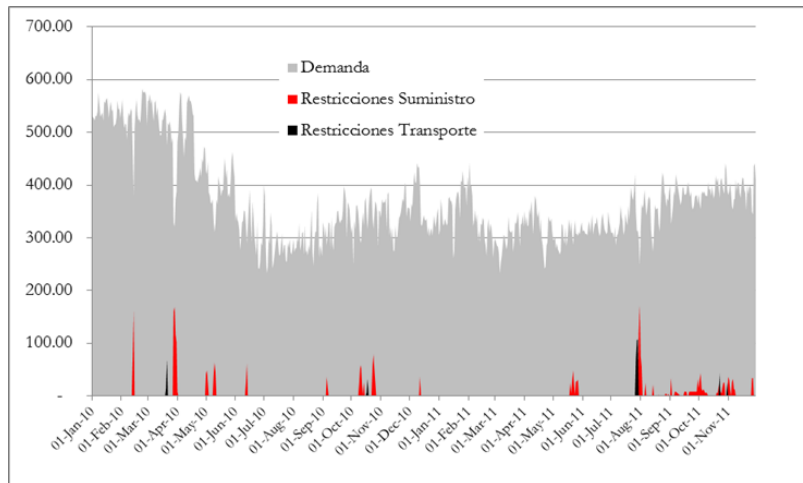
	OEFs m3 GNL	Plena Carga	Generaciones de Seguridad m3- día GNL	Demanda Térmicas m3-día GNL OEF	Demanda Térmicas m3-día GNL Plena Carga
Termo Candelaria 1	1,636.4	1,697.9	65.812	1,570.62	1,632.05
Termo Candelaria 2	1,558.4	1,721.5	9.308	1,549.06	1,712.21
Termo Cartagena 1	673.7	856.2	-	673.70	856.16
Termo Cartagena 3	525.8	787.3	33.555	492.20	753.75
Termoflores 1	1,327.9	1,309.2	392.688	935.18	916.49
Termoflores 4	3,486.4	3,271.2	1,593.626	1,892.74	1,677.54
Proeléctrica 1	728.8	832.8	96.559	632.29	736.29
Tebesa Total	5,900.3	6,231.5	2,233.749	3,666.58	3,997.70
Termobarranquilla 3	564.7	702.9	31.400	533.29	671.47
Termobarranquilla 4	527.9	711.4	33.625	494.23	677.79
TOTAL Promotores	15,001.91	15,645.47	4,360.21	10,641.70	11,285.26
TOTAL Costa	16,930.2	18,121.8	4,490.3	12,439.9	13,631.5

Fuente: Cálculos de información de XM. Nota: 1 m³ de GNL equivale a 600 m³ de GN y un m³ son (aproximadamente) 35,3 pies cúbicos.

Demanda de flexibilidad de corto plazo

Disponemos de una serie de interrupciones de suministro y transporte para los últimos dos años de donde podemos derivar las demandas esperadas de regasificación y almacenamiento.⁴⁰ El siguiente gráfico presenta las series de demanda en la Costa Atlántica y el monto de las restricciones de suministro y transporte en el período del 1 de enero de 2010 a 30 de noviembre de 2011 (23 meses).

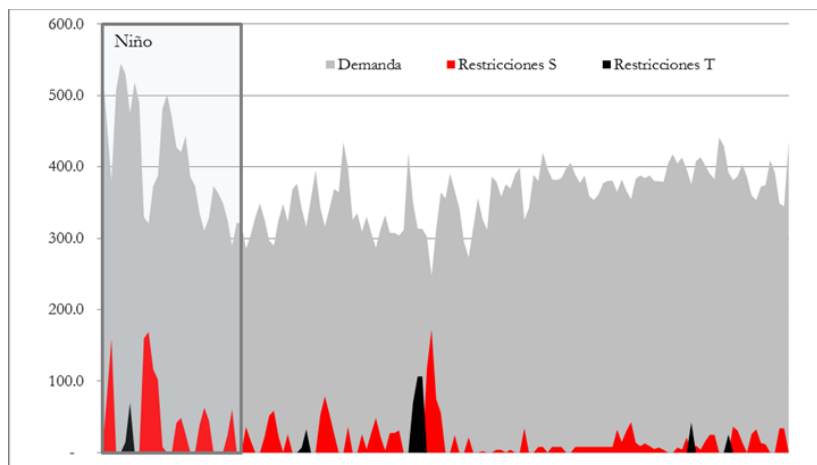
Ilustración 10. Interrupciones de suministro y transporte (MPCD)



Fuente: Promigas.

Puede apreciarse que las restricciones de suministro son mayores en número, frecuencia, duración y monto afectado. Para apreciarlas en más detalle nos centramos en el período de los días de restricciones.

Ilustración 11. Detalle de las interrupciones (MPCD)



Fuente: Promigas.

⁴⁰ Estos valores incluyen la demanda de gas para generación térmica de corto plazo.

La siguiente tabla también analiza los datos de restricciones de oferta. Encontramos que la correlación entre la demanda de gas y las restricciones de suministro es de -0.31 en los días de restricciones o, dicho de otra manera, la restricción explica más de 1/3 de la demanda del día afectado. En transporte la correlación es de sólo el -0.046.

Tabla 21. Estadísticos de las interrupciones de suministro y transporte en la Costa

Estadístico	Duración (Días)	Frecuencia (Días)	Volumen (MPC)	Volumen (MPCD)
Suministro				
Promedio	3.79	24.39	124.44	36.24
D.E.	4.15	36.35	137.88	36.22
CV	109%	149%	111%	100%
Rango	12.09	97.09	400.19	108.68
Max	20	157	555	140
Min	1	1	2	2
Transporte				
Media	1.60	145.75	94.63	48.56
D.E.	0.89	122.97	107.40	26.47
CV	56%	84%	113%	55%
Rango	3.39	391.68	309.43	101.50
Max	3	281	283	94
Min	1	7	25	25

Fuente: Cálculos a partir de información de Promigas. Rango es la media más dos D. E.

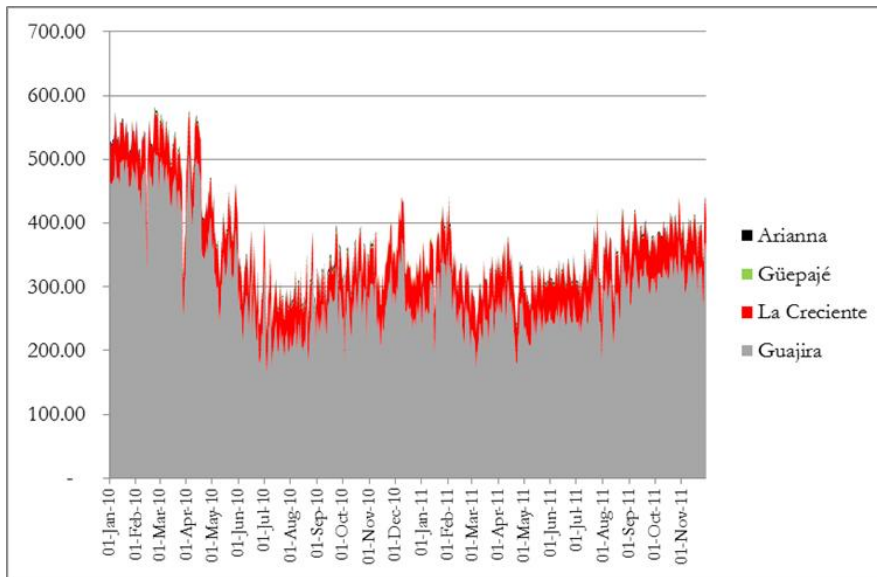
Las restricciones de suministro se presentaron en 24 ocasiones para un total de 91 días de un total de 695 días o un 13,1% del tiempo mientras que las de transporte en 5 ocasiones con duración de 8 días o un 1,15% del tiempo. Sólo en una ocasión coincidieron las dos indisponibilidades y en otra fueron simultáneas. Así las restricciones de suministro se presentan con mayor frecuencia, duran más y ocurren mucho más que las de transporte.⁴¹

Utilizando los rangos para hallar un indicador de indisponibilidades podría pensarse que éstas ocurren entre 1 y 97 días, duran entre 1 y 12 días y afectan entre 2 y 140 MPCD de la demanda de gas de la Costa.⁴² Con estos valores y con la ubicación de la terminal en Cartagena (entre La Creciente y Guajira) se lograrían cubrir un número importante de las indisponibilidades de suministro.

⁴¹ A priori, las restricciones de transporte – por su dispersión – son menos factibles de reducir. Las de suministro – dada su alta concentración en Colombia – son más factibles de reducir por tener mayor vulnerabilidad y una terminal en Cartagena ayuda por encontrarse cerca a los centros de consumo y, más o menos, equidistante a Ballenas y a La Creciente.

⁴² Existen salidas que afectan hasta 180 MPCD de demanda. Pero el evento es lo importante porque tomamos en cuenta la duración además de su valor.

Ilustración 12. Suministro por campo Costa Atlántica (MPCD)



Fuente: Promigas.

Dimensionar el tanque de almacenamiento para la peor de las duraciones parece excesivo. Hay que considerar que un barco puede fletarse con una anticipación de unas dos semanas por lo cual la peor de las duraciones serían dos semanas (14 días). Con base en lo observado se necesitan entre 109 MPCD (media más dos desviaciones estándar) y 140 MPCD (valor máximo de la indisponibilidad en un evento) durante 14 días o entre 89.000 – 115.000 metros cúbicos.⁴³

Primera conclusión

De esta manera las necesidades de regasificación suman:

- 260 – 290 MPCD de demanda de flexibilidad de largo plazo;
- 109 – 140 MPCD de demanda de flexibilidad de corto plazo;

Lo que nos da un total de capacidad de regasificación de 370 – 430 MPCD, un muelle con capacidad de recepción de buques de 145.000 – 160.000 m³d y un almacenamiento de unos 145.000 – 160.000 m³.

Como los trenes de regasificación se hacen en escalas de 200 MPCD, dos trenes serían suficientes para las necesidades de la Costa, aunque escalables en la medida que las demandas aumentaran.

⁴³ Este es el tiempo para conseguir un barco dado lo inesperado que es una salida de un campo.

EL EFECTO DE LOS TIEMPOS DE ESPERA

Con base en estas dimensiones podemos proceder a analizar cómo los tiempos de espera entre buques afectan el tamaño del tanque.

Para comenzar, el tamaño del tanque y la tasa de regasificación del terminal dan una idea de la frecuencia de llegada de buques necesaria para operación en continuo:

$$\text{Capacidad del buque} / \text{capacidad de regasificación} = \text{tiempo entre buques para entrega en continuo.}$$

Con base en lo derivado en la sección anterior, entre 7.7 y 8.5 días de tiempo entre arribos es necesario.

Tabla 22. Tiempo de arribo entre buques

		Regasificación MPCD GN		
		370	400	430
Buque m3 GNL	145,000	8.30	7.68	7.15
	160,000	9.16	8.48	7.88

Fuente: Cálculos propios

Si se cuenta con almacenamiento los tiempos entre arribos pueden ser mucho más amplios y, de hecho, con un almacenamiento del tamaño planteado arriba los tiempos de arribo pueden duplicarse. En ese caso, se llegaría a los más de 15 días de media que es un período adecuado para gestionar una terminal de importación de ocasión como la experiencia internacional indica.

Necesidades de almacenamiento

Para la demanda térmica, que necesita operación en continuo, el almacenamiento se dimensiona de acuerdo a la tasa de descarga y uso. Las tasas de descarga de los buques están entre 2.500 – 4.000 m3 GNL/hora por brazo.

En ese caso descargar un buque de 145.000 tardaría entre 1,5 – 2,5 días (buque de 145.000 m3 y brazo de 4.000 m3, buque de 160.000 y brazo de 2.500 m3).

Tabla 25. Tiempo de descarga de buques (horas)

		Capacidad de Descarga m3/h	
		2,500	4,000
Buque m3 GNL	145,000	58	36.25
	160,000	64	40

Esto implica que al día se podrían poner en el mercado, sin hacer uso del almacenamiento, más de 1.000 MPCD pero la regasificación haría que sólo 400 MPCD fuera el aumento de la oferta. Esta diferencia entre la demanda y la capacidad de eyección del buque da lugar a necesidades de almacenamiento en tierra.

La siguiente tabla ilustra lo que se requeriría en los casos de distintos tamaños de buques cuando en un Niño se consumen las OEF menos el gas doméstico de generaciones de seguridad (los 260 MPCD o 10.83 MPC por hora).

Tabla 23. Necesidades de almacenamiento entre arribos

Concepto	Unidades	Buque 145.000 m3		Buque 160.000 m3	
Eyección	MPC hora	10.83	10.83	10.83	10.83
Eyección	m3/hora	511	511	511	511
Inyección	m3/hora	2500	4000	2500	4000
Tiempo en muelle	horas	58	36.25	64	40
Almacenamiento	m3/hora	1,989	3,489	1,989	3,489
Almacenamiento	m3/buque	115,346	126,466	127,278	139,549

Las necesidades parecen estar entre 115.000 y 140.000 m3 de almacenamiento durante el desembarco.⁴⁴ En un Niño es muy probable que el gas doméstico encuentre demanda con lo cual se usaría el gas importado para OEF. Así, se necesitarían unos 15.000 m3/día y – en el caso de buque de 145.000 y 2.500 de descarga – 108.000 m3 de almacenamiento. Este valor puede ser inferior si se descarga el barco más lentamente y éste se usa como almacenamiento.

La punta del sistema es claramente un Niño con una indisponibilidad de unos 140 MPCD por la salida de Guajira. Pero en un Niño el tiempo de llamada a un buque no son los 14 días que asociamos a un evento imprevisto sino probablemente menos. Suponemos que unos 10 días son suficientes con lo cual las necesidades del almacenamiento por indisponibilidad son de unos 63.000 – 82.000.

Esto hace que en un Niño se requieran unos 170.000 -190.000 m3 de almacenamiento (108.000 + 63.000). Como se ha hablado de un tanque de 160.000 m3, esto implica que los barcos vengán con mayor frecuencia o que se almacene parte del GNL en el buque.

Apéndice 2: Criterio de Bienestar Aplicado

Para desarrollar la metodología de imputación de costos de bienes públicos, necesitamos suponer la forma de la función objetivo del regulador o el criterio de bienestar que se aplica. Por lo general, la función de bienestar está formada por el excedente del consumidor EC (área debajo de la curva de demanda) y por el excedente del productor EP. Una forma general de expresarla (ver Armstrong et al (1994)) es:⁴⁵

$$\alpha \text{ EC} + (1 - \alpha) \text{ EP}$$

⁴⁴ En el período fuera de descarga en un Niño (tiempo entre arribo de buques) las necesidades de almacenamiento dependen del tiempo de llegada entre buques. Pero éstas nunca excederán lo aquí documentado como necesidades en la descarga. La razón es que el almacenamiento es: inyección – eyección y entre arribo de buques no hay inyección de GNL.

⁴⁵ Armstrong, Cowan y Vickers (1994) *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*, The MIT Press, Boston, Mass.

Donde el peso $\alpha < 1$. Cuando el regulador le da la misma ponderación a los dos grupos, tenemos el caso típico en el cual se busca maximizar la suma de los dos excedentes. Al calcular la suma se toma como criterio de bienestar el criterio de Pareto. El criterio de Pareto dice que una situación es susceptible de mejorar si nadie pierde y alguien mejora; es decir si se puede aumentar el bienestar de un consumidor sin reducir el de los demás.

En el caso que nos ocupa se presentan (como es el caso en el análisis de bienes públicos) varias soluciones posibles. La razón es que la suma de los beneficios del sector de gas y del sector eléctrico es tan grande que existen diferentes combinaciones de reparto que cumplen el criterio de bienestar de Pareto. La propuesta que se hace en el informe es sólo una de ellas.

En el caso de la terminal nuestro análisis dice que podemos aumentar el beneficio de los consumidores de gas y eléctrico sin desmejorar la posición de los generadores térmicos. Sin embargo, igualmente se podría mejorar la posición de los generadores térmicos sin desmejorar la posición de los demás agentes. Ahora bien, es importante aclarar que podemos comparar estas dos situaciones con la situación de partida (las dos son mejoras) pero no entre ellas (cuál de las dos es mejor).

Existen diferentes alternativas de reparto pero la analizada en el informe corresponde a una situación en la que el beneficio (excedente) de los generadores térmicos recibe un peso muy bajo y el de los demás agentes económicos muy alto. La siguiente tabla resume la cuantificación de beneficios y su distribución.

Tabla 27. Resultados

	Beneficios	Contribución	Diferencia
Generadores térmicos (*)	72.700.000	62.000.000	10.700.000
Sector de Gas	757.000.000	12.200.000	744.800.000
Sector Eléctrico	575.000.000	9.300.000	565.700.700

Fuente: Ver texto. No se contabilizan los beneficios inframarginales de generar con un combustible más económico (GNL) que los combustibles líquidos en las situaciones en que el generador está en mérito.

En la tabla puede apreciarse como el criterio de Pareto se cumple y como en la propuesta presentada los grandes beneficiarios son los usuarios del sector de gas y del sector eléctrico. Como el gas es un insumo de producción para muchos productores esto significa que en la propuesta algunos productores (industriales, comerciales) reciben un mayor beneficio que otros (térmicos).

Existen otras alternativas a la propuesta en cuanto se le de un peso diferente a los generadores térmicos y a los otros usuarios. La razón por la cual no se ha hecho es porque es una decisión de equidad la cual es mejor tomada por las autoridades sectoriales.