

**ANALISIS FINANCIERO Y COMERCIAL DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL
METODO DE SUBASTA EN LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL EN
COLOMBIA**

MARÍA JOSÉ RODRÍGUEZ LUQUE

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2017

**ANALISIS FINANCIERO Y COMERCIAL DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL
METODO DE SUBASTA EN LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL EN
COLOMBIA**

MARÍA JOSÉ RODRÍGUEZ LUQUE

**Proyecto de Grado para optar al título de Especialista en Gerencia de
Hidrocarburos**

**Director:
Dr JULIO CESAR PÉREZ ANGULO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2017

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis padres Jesús Rodolfo Rodríguez R y Guadalupe Luque Pinzón por todo su apoyo y confianza en mí desempeño como hija y cómo profesional, a mis hermanos y especialmente a mi hijo Felipe por ser mi mayor motivación y el regalo más bello de mi vida.

Igualmente, a mis familiares, amigos y demás personas que han estado a lo largo de mi trayecto personal y laboral, con quienes he compartido importantes momentos de aprendizaje y éxito en el extenso camino de mi vida.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. ANTECEDENTES DEL MERCADO COLOMBIANO DE GAS	16
1.1 CONGESTIÓN DE LA RED	17
1.1.1 Métodos de mercado para administrar congestión.	21
1.2 ASPECTOS FUNDAMENTALES DEL GAS NATURAL.....	25
1.2.1 Definición del producto.....	25
1.2.2 Composición.	25
1.2.3 Características.	26
1.2.4 Principales usos.	26
1.2.5 Principales beneficios en su uso.	27
1.2.6 Comercialización.....	28
1.2.7 Competencia y características del Mercado.	28
2. CONCEPTUALIZAR EL SISTEMA DE ADJUDICACIÓN POR SUBASTA	32
2.1 TIPOS BÁSICOS DE SUBASTAS	35
2.1.1 Subasta ascendente o inglesa.	35
2.1.2 Subasta descendente u holandesa.	36
2.1.3 Subasta con sobre cerrado al primer precio.	36
2.1.4 Subasta con sobre cerrado al segundo precio (Subasta de Vickrey).....	36
3. IDENTIFICAR LOS AGENTES DE LA CADENA DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL EN COLOMBIA ACTUAL Y MÉTODO DE COMERCIALIZACIÓN ANTES DE RES CREG 089 DE 2013	38
3.1 CONTEXTO ECONÓMICO Y ENERGÉTICO DE COLOMBIA EN LA DÉCADA DEL 2000.....	39
3.1.1 Entorno nacional.	40
3.1.2 Matriz energética año 2005.....	43

3.2 PRINCIPALES ASPECTOS EN EL “DOWNSTREAM” DE GAS NATURAL....	45
3.3 DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL	49
3.4 GAS NATURAL VEHICULAR	51
3.5 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS DEL GAS NATURAL	53
3.6 REGLAMENTACIÓN DE PRECIOS EN BOCA DE POZO	53
3.6.1 Campos existentes antes de 1995.....	53
3.6.2 Campos posteriores a 1995, precio libre.....	54
3.7 REGULACIÓN DE LOS PRECIOS DE TRANSPORTE.....	55
3.8 REGULACIÓN DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	57
3.9 NORMATIVIDAD	59
4. IDENTIFICAR LOS CRITERIOS RELEVANTES BAJO LOS CUALES SE LLEVARÁ A CABO EL SISTEMA DE SUBASTA SEGÚN RES CREG 089 DE 2013	62
4.1 REGLAMENTO DE LA SUBASTA DE GAS NATURAL.....	62
4.1.1 Objeto.	62
4.1.2 Definiciones.	62
4.1.3 Principios generales de la subasta.	64
4.1.4 Organización de la subasta.....	64
4.1.4.1 Responsabilidades y deberes del administrador de la subasta.	64
4.1.4.2 Responsabilidades y deberes del auditor de la subasta.	67
4.1.4.3 Responsabilidades y deberes del subastador.....	68
4.1.4.4 Obligaciones de los compradores habilitados en relación con el uso del sistema de subasta.	69
4.1.4.5 Sistema de subasta.	70
4.1.4.6 Mecanismos de contingencia.....	71
5. MEDIR LA EFECTIVIDAD DEL SISTEMA DE SUBASTA A TRAVÉS DE UN ANÁLISIS FINANCIERO Y COMERCIAL DE LA SUBASTA	73
5.1 DESARROLLO DE LA SUBASTA	73
5.1.1 Procedimiento de las subastas de gas natural.....	73

5.1.1.1 Tipo de subasta.	73
5.1.1.2 Producto.....	73
5.1.1.3 Tamaño del producto.	74
5.1.1.4 Cantidad disponible y precios de reserva.	74
5.1.1.5 Publicación de la cantidad disponible.	76
5.1.1.6 Recibo de las solicitudes de compra.....	77
5.1.1.7 Ingreso de posturas.	80
5.1.1.8 Desarrollo de las subastas.....	80
5.1.1.9 Información de los resultados de las subastas.	89
5.1.1.10 Curvas de cierre – calce de operaciones.	90
5.1.1.11 Certificados de gas emitidos.....	91
5.1.2 Procedimiento de las subastas de transporte.	91
5.1.2.1 Tipo de subasta.	91
5.1.2.2 Producto.....	92
5.1.2.3 Tamaño del producto.	92
5.1.2.4 Capacidad de transporte disponible y precios de reserva.....	92
5.1.2.5 Publicación de la capacidad disponible.....	94
5.1.2.6 Recibo de las solicitudes de compra.....	96
5.1.2.7 Ingreso de posturas.	98
5.1.2.8 Desarrollo de las subastas.....	98
5.1.2.10 Curvas de cierre – calce de operaciones.	108
5.1.2.11 Certificados de gas emitidos.....	110
5.2 ANALISIS COMERCIAL.....	113
5.3 ANALISIS FINANCIERO.....	114
6. CONCLUSIONES	115
7. RECOMENDACIONES.....	117
BIBLIOGRAFÍA.....	118

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Indicadores económicos años 2000 hasta 2005	41
Tabla 2. Proyecciones macroeconómicas	41
Tabla 3. Volumen de gas transportado por cada empresa y características propias de cada estructura de transporte	48
Tabla 4. Participación del sector residencial	50
Tabla 5. Cuadro Comparativo de Pareja de Cargos.	56
Tabla 6. Declaración de cantidades no nominadas	74
Tabla 7. Declaración de precios de reserva.....	75
Tabla 8. Cantidad total de energía disponible.....	76
Tabla 9. Demanda del comprador.....	77
Tabla 10. Demanda agregada del producto E_e, DA_{E_e}	80
Tabla 11. Oferta de cada vendedor s	82
Tabla 12. Oferta agregada del producto E_e, OA_{E_e}	83
Tabla 13. Declaración de capacidades no nominadas.....	92
Tabla 14. Declaración de precios de reserva.....	93
Tabla 15. Capacidad total disponible	95
Tabla 16. Demanda del comprador w	96
Tabla 17. Demanda agregada del producto C_r, DA_{C_r}	99
Tabla 18. Oferta de cada vendedor v	101
Tabla 19. Oferta agregada del producto C_r, OA_{C_r}	101

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Gráfico 1. Correlación de consumo energético por fuente vs PIB.....	42
Gráfico 2. Consumo de energía interno	43
Gráfico 3. Consumo final de energía (Evolución).....	44
Gráfico 4. Sistema nacional de transporte de gas natural	49
Gráfico 5. Distribución del consumo de GNV por segmento de transporte.....	52
Gráfico 6. Fluctuación de precios en Boca de Pozo	55

LISTA DE IMAGENES

	Pág.
Imagen 1. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas.....	76
Imagen 2. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:.....	78
Imagen 3. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:.....	80
Imagen 4. tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:	90
Imagen 5. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:.....	90
Imagen 6. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:.....	91
Imagen 7. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:.....	91
Imagen 8. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:.....	95
Imagen 9. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:.....	98
Imagen 10. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas.....	98
Imagen 11. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:.....	108
Imagen 12. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:.....	108
Imagen 13. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:.....	109
Imagen 14. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:.....	109
Imagen 15. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:.....	109
Imagen 16. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:.....	110
Imagen 17. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:.....	110
Imagen 18. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:.....	111
Imagen 19. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:.....	111
Imagen 20. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:.....	112
Imagen 21. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:.....	112

RESUMEN

TÍTULO: ANALISIS FINANCIERO Y COMERCIAL DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL METODO DE SUBASTA EN LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.*

AUTOR: RODRÍGUEZ LUQUE María José.**

PALABRAS CLAVE: Subasta, Comercialización, Análisis Financiero, Hidrocarburos, Implementación, Gas Natural.

En el presente documento se establecerá de forma clara y precisa, en qué consiste el mecanismo de subasta en el contexto de la comercialización, distribución y transporte del gas natural en sus diferentes modalidades de consumo, tales como el sector industrial; sector de generación eléctrica; sector domiciliario y GNV. Así mismo, se realizarán dos tipos de análisis, que en su orden son los siguientes:

- **Análisis Financiero.**

Para este análisis se realiza con de herramientas financieras que se aplican con base en las cifras que se originan al elaborarse los Estados Financieros básicos de una empresa. Son los denominados Indicadores Financieros.

Estos indicadores son relaciones matemáticas simples entre diferentes partidas del Balance General y el Estado de Resultados.

Así mismo, su uso y por ende, su aplicación son de una enorme sencillez y permiten construir un panorama financiero aproximado de la empresa.

- **Análisis de la Comercialización.**

En este aspecto se realiza una evaluación de las diversas formas en que se puede comercializar el gas natural, en el contexto de sus diversas formas de consumo y la forma en que se hace la satisfacción oportuna de la demanda.

El mecanismo empleado es el de la subasta, que permite la participación de los diversos entes comercializadores que se hayan inscrito debidamente ante el Gestor del Mercado, que hace las veces de ente regulador y que propicia que las operaciones que se lleven a cabo, sean transparentes y dentro del marco normativo establecido por la CREG en sus diversas resoluciones.

* Proyecto de grado

** Facultad De Ingenierías Físicoquímicas, Escuela De Ingeniería De Petróleos, Especialización En Gerencia De Hidrocarburos; Director: Dr Julio Cesar Pérez Angulo

ABSTRACT

TITLE: FINANCIAL AND COMMERCIAL ANALYSIS OF IMPLEMENTATION OF THE METHOD OF AUCTION IN THE MARKETING OF NATURAL GAS IN COLOMBIA.*

AUTHOR: LUQUE RODRÍGUEZ María José.**

KEYWORDS: Auction, Marketing, Financial Analysis, Hydrocarbons, Implementation, Natural Gas.

This document shall be established clearly and precisely, what the auction mechanism in the context of marketing, distribution and transportation of natural gas in its various forms of consumption, such as the industrial sector; power generation sector; house and NGV sector. Also, two types of analysis, which in order are the following will take place:

- Financial Analysis:

For this analysis, it is carried out with financial tools that are applied based on the figures that originate in the elaboration of the basic financial statements of a company. These are called Financial Indicators.

These indicators are simple mathematical relationships between different Balance Sheet items and the Income Statement.

Likewise, its use and therefore, its application are extremely simple and allow to build an approximate financial picture of the company.

- Analysis of Marketing:

In this sense an assessment of the various ways that you can market the natural gas in the context of its various forms of consumption and how timely satisfaction of the claim is made is made.

The mechanism employed is that of the auction, which allows the participation of the various marketing entities that have duly registered with the Market Manager, who acts as a regulator and that facilitates the operations that are carried out, are transparent and within the normative framework established by the CREG in its various resolutions.

This is a work, carried out under the expectations of fully complying with the requirements of the Industrial University of Santander, to opt for the title of Specialist in Hydrocarbon Management.

* Degree work

** Physicochemical Faculty of Engineering, Petroleum Engineering School. Director: Dr. JULIO CESAR PEREZ ANGULO

INTRODUCCIÓN

El siguiente trabajo de monografía pretende estudiar y analizar el impacto financiero y comercial que puede tener el sistema de subasta incluido en la Resolución CREG 089 de 2013 sobre la cadena de valor de la comercialización de gas en el país.

El sector de hidrocarburos y específicamente el sector del Gas Natural, en nuestro país, ha carecido desde sus inicios, de leyes y normas que reglamenten cada uno de sus procesos, tanto en el ámbito de la comercialización y distribución, como en el de la inversión en activos tecnológicos; todo se ha venido manejando por medio de Decretos y Resoluciones de la CREG, que en no pocas oportunidades son reactivas y que por ende, buscan solucionar hechos cumplidos, lo que a su vez ha conducido a la toma de decisiones precipitadas e improvisadas que conllevan, en la mayoría de las veces, a errores y sobrecostos que podrían ser evitados si se legislara oportunamente y bajo parámetros claros, que condujeran a una mayor claridad en las reglas de juego que deben regir las relaciones entre los diversos agentes que conforman la muy conocida “Cadena del Gas Natural”.

Es muy común escuchar entre los integrantes de este muy importante sector, que la falta de una legislación clara en muchos aspectos, los ha convertido en lo que comúnmente se conoce como “*Gerentes Bomberos*” por cuanto casi siempre después de llevar a cabo una transacción comercial y financiera, enfrentan la posibilidad de “*apagar incendios*”.

Hoy en día para la comercialización del gas natural se ha creado la figura denominada “El gestor del mercado del gas natural”, como el ente responsable de la prestación de servicios del mercado. Este ente entró en funcionamiento mediante la publicación e implementación de la Resolución CREG 089 de 2013,

resolución que se creó para darle mayor claridad y orden a la comercialización del gas natural en el país, pues hay ausencia de leyes que eviten el abuso de las empresas con posiciones dominantes en el mercado; el mayor y más preocupante factor que contribuye a unas deficientes y desiguales relaciones entre los actores de la cadena del gas, es precisamente que en Colombia se carece de una suficiente capacidad de transporte en el SNT (Sistema Nacional de Transporte) para suplir la demanda del mercado nacional del gas natural, esa situación es muy evidente en el hecho de que existen zonas monopolizadas por unos pocos grandes y poderosos económicamente, que han obstaculizado de forma abierta y sin miramientos, la libre competencia, el desarrollo del sector y un mejor servicio a la comunidad.

Dentro de los principales cambios que se implementaron con la mencionada resolución es la imposición del método o mecanismo de subasta diaria de suministro y transporte de gas natural, mediante el uso de una plataforma virtual administrada por el gestor del mercado (ente supuestamente imparcial) pero que desde su creación e implementación y hasta la fecha, ha dado reiteradas y frecuentes muestras de gran incertidumbre, duda y temor frente a la toma de decisiones que pudiesen incidir en los resultados esperados por determinados participantes del mercado.

1. ANTECEDENTES DEL MERCADO COLOMBIANO DE GAS

El mercado de gas natural en el país es relativamente pequeño si lo analizamos comparativamente con los de otras latitudes, en países que cuentan con una muy importante infraestructura de transporte y la logística adecuada que ha impulsado su desarrollo. En Colombia no hay muchas ni profundas investigaciones a ese respecto y solo la realizada Olaya e Isaac¹, en lo concerniente a la congestión en redes, permite encontrar alguna referencia al mercado, en la cual establecen y desarrollan una plataforma que integra varios métodos de análisis que facilitan un mejor entendimiento y evaluación de la formulación de políticas estatales concebidas para el mercado de gas natural en el país.

En esta investigación es factible aproximarse a conocer un poco, la estructura de este mercado; sin embargo, uno de los aspectos centrales es precisamente lo relativo al transporte del gas a través de una red que ha sido diseñada con parámetros de volumen y extensión, bastante menores frente a la proyección de la demanda esperada, una vez se alcance el nivel de masificación del uso del gas para fines domiciliarios. Es indudable que ésta constituye una muy buena aproximación hacia el cálculo matemático de los niveles de congestión que se proyecta en la red y que serán una realidad, una vez se pongan en ejecución las distintas políticas en torno a la comercialización y transporte del gas que implican, desde luego, una fuerte inversión monetaria.

En junio de 2010 el consorcio ITANSUCA - FREYRE & ASOCIADOS, en convenio con la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH², desarrolló un modelo matemático

¹ OLAYA Y. y ISAAC D. Modeling for Policy assessment in the natural gas industry. En: Operational Research Society 56(10): 20041122-1131.

² AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH - ITANSUCA. 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. Junio de 2010. Contrato N° ANH-FEN 01-49/2010. Informe Fase IA y IB.

que permite medir factores de seguridad en función del abastecimiento del mercado, la continuidad del servicio y confiabilidad en el mismo. En este modelo se analizan y evalúan, mediante la metodología de Simulación Estocástica de Montecarlo, situaciones simuladas de fallas en el sistema de abastecimiento y transporte de gas en Colombia; de igual manera este modelo permite el cálculo de costos generados por estos eventos y sus importantes repercusiones en el mercado nacional.

1.1 CONGESTIÓN DE LA RED

Con el propósito de profundizar en aspectos conceptuales de gran incidencia en el mercado de gas natural, se hace imprescindible hacer algunos comentarios importantes acerca de la congestión en la red y sus aspectos colaterales.

La congestión ha sido clasificada en dos grandes aspectos desde el punto de vista de su manejo administrativo y comercial:

- **Congestión física:** Es un factor de enorme impacto en la comercialización y se refiere a la incapacidad de absorber un mayor volumen de transporte de gas, debido a sus condiciones intrínsecas de diseño y capacidad instalada en relación a la tecnología implícita en ese diseño.

Esta congestión puede obedecer a diversos factores, entre los cuales es importante destacar, por ejemplo, por picos en la demanda, escaso nivel de mantenimiento de la red que origina fallas y de salida de servicios de tramos importantes de la red o por una deficiente programación de mantenimiento preventivo en los factores críticos del gasoducto. En pocas palabras, resulta imposible transportar más gas del que permite la capacidad instalada. Ese tipo de situaciones conlleva a que se revise de forma detallada el volumen de gas que es factible transportar, teniendo en cuenta la capacidad real de transporte en el

gasoducto, frente a la demanda real del mercado que se está atendiendo. En ese evento, se estaría frente a la superación de la capacidad instalada en la red y que por ende es físicamente intransportable. Evidentemente, en ese caso cabría la posibilidad de pensar en una inversión para aumentar la capacidad de la red mediante la ampliación de la misma, una vez se tenga la certeza real de incremento proyectado de la demanda

En tales circunstancias y contrario a lo que pudiese considerarse en otro tipo de mercados, no resulta muy factible aumentar el precio al consumidor final del gas, aunque podrían presentarse ajustes de precios por parte de los transportadores, lo que induce a una disminución sensible de la demanda, pero que genera de hecho, el normal desarrollo del mercado³.

De igual forma este tipo de situaciones de insuficiente capacidad podría ser manejado con mecanismos o soluciones de almacenamiento tales como “Peak – Saving”; para suministros en el corto plazo.

- Congestión Contractual: Está directamente relacionada con las normas que rigen el sistema de contratación de la red, acorde con los requerimientos del mercado. Esta situación suele ocurrir cuando una firma no utiliza en su totalidad los derechos de transporte que ha adquirido o cuando existen usuarios que demandan capacidad pero que no tienen derechos en la red⁴.

Esta situación puede dar lugar a que no se satisfaga completamente la demanda aun contando con disponibilidad física en la red, es decir, con capacidad instalada disponible, lo que puede dar lugar a un incremento en los precios del transporte por factores administrativos o de gestión de los usuarios. Es evidente que eso

³ GORDON, D. V.; GUNSCH, K. y PAWLUK, C. V. A natural monopoly in natural gas transmission. *En: Energy Economics*, 2002, vol. 25, no 5, p. 473-485.

⁴ *Ibid.*, p. 475

significaría que el mercado del país no cuenta con los mecanismos tecnológicos ni logísticos adecuados para detectar ese tipo de anomalías en la contratación.

Existen diversas razones por las cuales es posible que se presente la congestión contractual que hemos venido comentando; dentro de las más frecuentes se encuentran las siguientes:

a) Los métodos de asignación de los derechos de transporte o transmisión de gas son ineficientes y por consiguiente de baja confiabilidad.

b) La capacidad de transportación existente se usa de forma deficiente y con muy poca eficacia.

La costumbre en nuestro país los derechos de capacidad de transporte de gas se han fundamentado principalmente en la filosofía de asignación por distribución similar a (“Primero en llegar, primero en ser servido” a prorrata) y no por los métodos de asignación basados en el mercado (Por ejemplo, subastas, precio nodal, etc. Las desventajas y limitaciones de los dos primeros métodos de asignación, son que la valoración de los derechos de capacidad de transporte para las firmas no se hace de manera explícita y más crítico aun, que la escasa capacidad instalada no se asigna de manera eficiente⁵.

En segundo término, los derechos de uso de capacidad pueden crear “cuellos de botella” contractuales en virtud a que algunas compañías pueden comprar de manera estratégica y retener deliberadamente los derechos de uso de transporte o transmisión con la finalidad de contar en un momento determinado, con una ventaja competitiva en el suministro de gas. Como mecanismo para contrarrestar este tipo de maniobras se aplica la norma denominada “*take or pay*” úsalo o

⁵ JOODE Jeeron. "Transmission capacity management in the natural gas market" [en line]. Ph.d Candidate, Delft University of Technology. 2006 Disponible en http://newsletter.epfl.ch/mir/newspaper-rticle?np_id=75&np_eid=21&catid=0.

págalo; sin embargo, esa norma no resulta muy eficaz en la represión de esa estrategia, por cuanto los beneficios económicos que se obtienen al contar en un momento determinado con esa ventaja competitiva que confieren esos derechos de transmisión o transportación de gas, son tan jugosos que compensan con creces la penalización que pueda surgir por no utilizar oportunamente esos derechos⁶.

La forma más usual o común de asignar la capacidad en redes congestionadas o con congestión es precisamente mediante la identificación de precios de congestión que se originan precisamente, cuando hay impedimentos físicos o contractuales para comercializar a través de la red, en ese evento se observan precios que difieren del competitivo. La diferencia de éste precio frente al competitivo, es lo que se denomina como “Precio de Congestión”⁷.

Fundamentalmente, si se expresa como una ecuación el precio de transmisión desde el punto A hasta el punto B ($A \rightarrow B$) es la diferencia entre $[p(a) - p(b)]$ si el mercado es competitivo, el precio de equilibrio para los derechos de transmisión de $A \rightarrow B = p(ab)$ es igual al precio de mercado en B menos el precio de mercado en A. En un mercado competitivo, el tramo de red de A hasta B está congestionado, si el precio de los derechos de transmisión o transportación $p(ab)$ es positivo si $p(ab) > 0$, lo que significa que el precio en B es mayor que en A y el mercado no experimenta una distribución equitativa de los recursos⁸.

Esta aproximación es el fundamento en el cual se sustenta la modelación matemática que pretende analizar los efectos del congestionamiento en mercados de red y se ha aplicado en los modelos para gas natural que hoy en día existen. Es importante comentar que este tipo de estudios de distribución y congestión en

⁶ *Ibíd.*, p. 1.

⁷ STOFT, Steven. Power system economics. *Journal of Energy Literature*, vol. 8. 2002, p. 94-99.

⁸ *Ibíd.*, p. 94.

red, se han establecido con base en la teoría que se ha aplicado para el mercado de la energía eléctrica.

Dentro de los mecanismos que mejor adaptación tienen dentro del mercado del gas y que han sido tomados del mercado de energía eléctrica tenemos los siguientes:

- **Primero en llegar, primero en salir (“Last in first out”):** En esta metodología la capacidad de transportación o de transmisión, se asigna de acuerdo al orden en el cual se hacen los requerimientos de transmisión por parte de las empresas. Se asigna la transmisión con base en la capacidad disponible en la red.
- **Prorrata:** En esta modalidad, todos los requerimientos son parcialmente aceptados de tal manera que a cada participante se le garantiza una participación fija y determinada de acuerdo a su capacidad de requerimiento solicitada. El porcentaje asignado a cada compañía equivale a la cantidad de la capacidad demandada de la empresa, dividida por la demanda total.

1.1.1 Métodos de mercado para administrar congestión. Dentro de éstos, los mecanismos más utilizados son las subastas, las cuales pueden ser de dos tipos a saber:

- **Subasta Explícita:** En este escenario, de acuerdo a la capacidad solicitada, los interesados deben declarar cuánto están dispuestos a pagar por dicha capacidad. Las ofertas son organizadas por precio y asignadas desde el precio más alto, hasta que la capacidad de la red se asigne completamente. En contraste con los métodos que se han visto previamente, los usuarios de la red incurren en costos para obtener los derechos de transmisión o transportación (Usualmente se establecen según el precio de oferta más bajo asignado.).

- Subasta Implícita: Mediante este mecanismo, se subastan simultáneamente el transporte y la capacidad de la red. Este mecanismo garantiza que la energía fluya desde las zonas de menor precio (con excedentes) hacia las zonas de mayor precio (Con déficit), buscando una convergencia de precios. Según las características del mercado, se deben tener en cuenta dos variaciones de este esquema o modalidad que son:

- a) Market Splitting (Separación de Mercados) y

- b) Market Coupling (Acoplamiento de Mercados).

Estas son diferentes, pero solo desde el punto de vista organizacional, porque en esencia, conducen a los mismos resultados en términos de beneficios económicos y formación de precios⁹.

- Regulación: El mecanismo de regulación resulta muy eficaz en mercados con poco nivel de desarrollo competitivo, o con presencia de actores que por sus grandes recursos económicos o tecnológicos, podrían llegar a constituirse en factores dominantes del mercado en detrimento de los menos poderosos o pequeños y con escasos o limitados recursos tecnológicos en su proceso operativo o de comercialización; así mismo, la regulación también suele aplicarse en situaciones en la que los costos sociales de la contaminación o polución intensiva ocasionados por una empresa en particular, no son pagados por los responsables de la externalidad¹⁰.

En el mercado del gas natural específicamente, el transporte es un monopolio natural porque para constituirse como tal, requiere de la inversión de grandes capitales para hacerlo disponible y porque además resulta más económico, contar

⁹ OMEL-EPEX. Price Coupling of Regions. European Energy Regulators. 2009. Recuperado de http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES/ERI/South-West/Meetings1/Other_meetings/RCC-PXs-EC%20on%20Market%20Coupling/DD/20090224%20PCR_EC%20Meeting_v2.pdf

¹⁰ GORDON, D. V.; GUNSCH, K. y PAWLUK, C. V. A natural monopoly in natural gas transmission. *En: Energy Economics*, 2002, vol. 25, no 5, p. 473-485.

con un solo transportador que utilice una sola forma de transporte, a contar con varios que apliquen diferentes modalidades o sistemas de transportación¹¹.

En virtud a estas circunstancias, el sistema de transporte de gas sí está completamente regulado. La experiencia británica y norteamericana demostró desde la década de los 80's, que la liberación o apertura del mercado debe ir acompañada de una clara y expedita regulación en lo pertinente al transporte que conlleve a mejores resultados competitivos¹².

En términos generales, la regulación aplicada a mercados en red presenta dos aspectos o problemas fundamentales:

En primera instancia, se encuentra que no incentiva a los productores para que vendan al costo marginal como en un mercado competitivo y en segundo término, el cuerpo mismo de las normas regulatorias desmotiva a cumplirla¹³.

Según los teóricos de esta temática, los mercados verdaderamente competitivos se caracterizan porque proveen incentivos que incitan a mantener precios bajos, aun costo marginal y minimizan los costos. Evidentemente la regulación puede hacer por exclusión una cosa o la otra, pero las dos a la vez, resultan imposible. Por lo general la regulación es un "trade-off" entre estos dos objetivos, ya que los productores conocen mejor el mercado y buscarán obtener ventajas de él. El "trade-off" es el corazón de la idea moderna de la teoría de la regulación¹⁴.

Bajo el esquema del "trade-off", se encuentra por un lado del espectro regulatorio el sistema (COS) o Costo del Servicio, el cual asume que los productores podrán

¹¹ STOFT, Steven. Power system economics. Journal of Energy Literature, vol. 8. 2002, p. 94-99.

¹² HOLZ, Franziska; VON HIRSCHHAUSEN, Christian; KEMFERT, Claudia. A strategic model of European gas supply (GASMOD). Energy Economics, 2008, vol. 30, no 3, p. 766-788.

¹³ STOFT, Steven. Power system economics. Journal of Energy Literature, vol. 8. 2002, p. 94-99.

¹⁴ Ibid., p. 95.

recuperar todos sus costos de inversión, pero no más. Esto incluye una tasa de retorno normal sobre la inversión. Este esquema regulatorio mantiene precios bajos a largo plazo, pero deja a un lado todos los incentivos para minimizar costos. Si los productores introducen una innovación que les ahorra un dólar en costos de producción, los reguladores toman éste y se lo otorgan al consumidor final. El mercado colombiano de gas, estipula reglas que incorporan el retorno de la inversión para el costo del servicio en el transporte de gas y para la distribución.

En el otro escenario de la regulación se encuentra el precio tope o máximo “Price Cap.”, este fija un máximo a los precios bajo la aplicación de una fórmula diseñada para tal fin, teniendo en cuenta cambios tecnológicos, la inflación y otros parámetros significativos del mercado. En el mercado de gas en Colombia, la regulación ha fijado precio tope a algunos campos de producción entre ellos a la Guajira, el principal nodo de suministro del mercado.

En este escenario, cada dólar que se ahorran los productores, se les concede a ellos, incentivándolos precisamente como en un mercado competitivo. Sin embargo, no resulta fácil encontrar una fórmula de precio tope que funcione o pueda ser fijada a largo plazo.

Un precio tope ideal a largo plazo, debe facilitar que precios de venta estén por encima del costo, para evitar o prevenir la quiebra o bancarrota de los productores¹⁵.

De otra parte, las normas o parámetros de operación bajo los cuales actúan los diversos actores del mercado, funcionan también como un componente de regulación y casi siempre están orientadas a brindar el libre acceso a la red de transmisión, a contribuir a la transparencia del mercado, a una mayor difusión de la información que se genere al interior del mercado, etc. De igual manera en

¹⁵ Ibid., p. 95.

algunos casos se aprovecha también para evitar la discriminación en el mercado, lo cual casi siempre ocurre en un mercado oligopólico en el cual surgen situaciones incómodas y desagradables para los competidores de menor poder económico o tecnológico. En el mercado de gas natural de Colombia, se han estipulado con claridad las reglas de juego bajo las cuales se construye el modelo de simulación desarrollado; así mismo, estas reglas determinan el flujo de información y los límites bajo los cuales se rigen las relaciones entre los diversos actores del mercado y su interacción operacional o comercial.

Con la finalidad de entender los aspectos esenciales que acompañan a este trabajo y en aras de simplificar los conceptos que se manejarán a lo largo de este capítulo, es muy importante comenzar por definir qué es el producto que es objeto de nuestro estudio y sus principales características, usos, tipos y bondades.

1.2 ASPECTOS FUNDAMENTALES DEL GAS NATURAL

En orden a establecer una mejor y mayor comprensión de los aspectos técnicos que conlleva la realización de este trabajo, es pertinente y necesario hacer énfasis en las principales características que hacen del gas natural un eficiente y amigable energético, cuya aplicación en diversos contextos económicos ha generado un sustancial incremento de la calidad de vida de sus usuarios, al tiempo que ha contribuido eficazmente a una sensible disminución de los costos de la canasta de combustibles.

1.2.1 Definición del producto. El Gas Natural es un energético natural de origen fósil que se encuentra normalmente en el subsuelo marino o continental. Se formó hace millones de años por la descomposición de organismos como animales, y plantas sepultados bajo la superficie.

1.2.2 Composición. Está compuesto por diversos hidrocarburos livianos en estado gaseoso, con predominio del metano y, en menor proporción por etano,

propano, butano, pentano y pequeñas cantidades de gases inertes, como dióxido de carbono y nitrógeno.

1.2.3 Características. En su presentación natural, se encuentran dos tipos de composiciones químicas que lo identifican y permiten o facilitan su mejor aprovechamiento.

- Gas Pobre o seco: Está compuesto por hidrocarburos menos pesados como el metano y se halla de manera libre carente de mezclas.
- “Gas líquido o húmedo”: Se encuentra mezclado con hidrocarburos líquidos como el petróleo y además contiene vapor de agua.

1.2.4 Principales usos.

- Se emplea como insumo de fabricación en industrias que requieren del metano, etano y propano para elaborar otras materias primas como el polietileno y el polipropileno que son básicos para fabricar algunos plásticos.
- El metanol, amoníaco, hidrógeno, gasolina sintética, fertilizantes y caucho son otras materias primas producidas con base en la utilización del gas natural como insumo fundamental en su matriz de elaboración.
- Se utiliza asimismo como combustible en hornos secadores y calderas para la industria del vidrio, cerámica, metal, papel, cemento y textil, así como en refinerías y centrales termoeléctricas.
- En los hogares reemplaza con gran seguridad, economía y eficiencia a otros energéticos utilizados tradicionalmente en la cocción de los alimentos tales como el carbón, el gas propano, la gasolina y la energía eléctrica. De igual manera se

usa en los hogares de estrato socioeconómico medios y altos, para calentar el agua, como calefacción y en las secadoras de ropa y otros equipos.

- En el sector automotor se utiliza comprimido para sustituir a combustibles tales como la gasolina, el diesel, el ACPM y el fuel oíl.

1.2.5 Principales beneficios en su uso.

- Amigable con el Medio Ambiente: Emite menos material contaminante o partículas, que sean nocivas para la capa de ozono, que otros combustibles fósiles.
- Eficiencia en su uso: Su alta capacidad calorífica genera más energía aprovechable. Al cocinar los alimentos, por cada 100 unidades energéticas de gas, 62 de éstas son aprovechadas; en el caso de la energía eléctrica, solo 22 son aprovechadas.
- Seguridad: Por ser más liviano que el aire, su densidad es un tercio de la del aire, tras un escape, el gas sube y se dispersa en la atmósfera lo que reduce el riesgo de explosión. Así mismo la baja presión a la cual se utiliza en los hogares disminuye sensiblemente el riesgo de estallido o explosión. Con un diseño adecuado y seguro de su instalación, su seguridad es comparable a la de la energía eléctrica.
- Costo: El gas compite ventajosamente con otras fuentes de energía especialmente con la electricidad y la gasolina, al punto que puede llegar a generar un ahorro del 50% con respecto al costo de éstas.
- Sin color y sin olor: El Gas Natural es incoloro e inodoro, características que obligan por razones de seguridad, a añadirles agentes químicos que le

proporcionen un aroma particular que facilite la detección de posibles fugas o escapes.

1.2.6 Comercialización. El análisis comparativo de los precios de los combustibles que desde siempre han sido utilizados en Colombia en diversos escenarios como la industria, el transporte y a nivel doméstico en los hogares, como el carbón, el diésel y la gasolina, han dado lugar a que cada vez con mayor énfasis, los diversos actores económicos de nuestro mercado interno, hayan puesto los ojos en la industrialización y comercialización del gas natural, el cual por su relativamente bajos costos de extracción y producción y la sencillez y eficiencia de los procesos utilizados en ese mismo cometido, en el cual solo el 10% de lo que se extrae se pierde antes de llegar al consumidor final, frente a lo que ocurre con los que se generan con el petróleo en esos mismos aspectos, son desde luego factores de alto atractivo para inversión; por otra parte, si a lo anterior le sumamos consideraciones tales como que su impacto ambiental es mínimo y su masificación es relativamente fácil de llevar a cabo, se está frente a una excelente perspectiva económica con este hidrocarburo,

1.2.7 Competencia y características del Mercado. En el ámbito de la comercialización del gas natural en Colombia, la competencia se ha circunscrito a pocos competidores y muchos compradores lo que constituye un factor de enorme desventaja para los consumidores, por cuanto es la configuración de lo que en economía se conoce como oligopolio figura que dista mucho del denominado mercado de competencia perfecta. También en lo concerniente a distribución y transporte del gas, se configura el oligopolio por cuanto son muy pocos los operadores y propietarios de gasoductos que existen en el medio y están autorizados por la autoridad competente para prestar tales servicios y relativamente pocos los comercializadores que demandan tales elementos logísticos para cumplir de forma oportuna y eficiente con la entrega del gas natural a sus clientes.

Dentro de las principales características se destacan las siguientes:

- En los mercados de energía del país, y específicamente en el del gas natural, existen grandes barreras de entrada en razón a que se requieren fuertes inversiones de capital para iniciar actividades en el seno del mismo.
- Los costos que se originan en una transacción, tampoco son bajos tales como los que se originan en los contratos de mediano y largo plazo en la modalidad de “Pague lo Contratado” o “Take or Pay” en el cual se obliga al contratante a pagar aún en caso de no hacer uso del gas contratado.
- El acceso a la información para los pocos participantes en este mercado, es bastante dispendioso, restringido y difícil, en razón a que los principales actores del mercado la manejan con mucha reserva y confidencialidad, lo que impide que personas ajenas al medio puedan conocer de antemano y sin dificultad, los aspectos claves que constituyen y caracterizan este mercado. Sin embargo en lo concerniente a informaciones generales relacionadas con los volúmenes de gas que son transportados, las interrupciones o inconvenientes para hacerlo y los puntos de destino y origen entre los cuales se va a realizar este transporte del gas sí son factibles de conocer, pero en lo relativo a precios, mecanismos de comercialización y normatividad inherente a su oferta y demanda solo es posible conocerlo a través de la CRECG por ser la entidad que define los parámetros normativos de comercialización de este hidrocarburo.

En circunstancias de mercado como las descritas, resulta muy fácil concluir que las empresas con mayor poder económico, social y político en el país y que, por ende, son las que tienen fácil acceso a los proveedores de gas natural, que por tratarse de un producto estratégico y hallarse en el subsuelo, es de propiedad del estado y cuyo manejo obviamente depende de las decisiones del alto gobierno de turno. De igual manera por tratarse de un oligopolio, es muy factible que los

grandes participantes ejerzan un cierto poder en el mercado para la fijación de precios a su favor¹⁶.

El Poder de Mercado se ha definido como la capacidad o habilidad de modificar o alterar estratégicamente los precios de los productos o servicios que se ofrecen en el mismo y ubicarlos lejos o cerca del nivel competitivo con la finalidad de obtener grandes beneficios de orden económico y posicionamiento en la mente de los consumidores o usuarios¹⁷.

Dentro de la filosofía conceptual del oligopolio, algunos teóricos han establecido tres modelos básicos o fundamentales, que se basan en la teoría de juegos gerenciales y que permiten visualizar de una manera simple el comportamiento oligopolístico de un mercado. Estos son: el modelo de Nash – Cournot; el modelo de Bertrand y el modelo de Stackelberg.

En el modelo de Bertrand, la empresa elige el precio, pero no la cantidad de producto. En ese escenario, la organización supone que sus competidores no reaccionan ante su estrategia y por consiguiente no cambian o varían sus precios. Así mismo, en este modelo, cada actor del mercado considera que no es prudente ni conveniente subir los precios por encima del Costo Marginal, por temor a la reacción de los competidores directos que al incrementar los precios disminuirían sensiblemente la demanda del producto.

En el modelo de Cournot, cada una de las empresas competidoras decide bajo su propio criterio establecer el nivel de producción que maximizará sus beneficios y desde luego superará el nivel de ventas de sus oponentes; por otro lado, en el modelo se contempla que una estrategia válida es buscar el incremento del precio al precipitar una escasez aparente del producto, sin que las otras firmas se

¹⁶ Ibid., p. 95.

¹⁷ Ibid., p. 95.

percaten de su decisión y por tanto no sacan ventaja de esa situación. En este caso, se disminuyen los volúmenes de producción y se genera un mayor precio.

Finalmente, en el modelo de Stackelberg, uno de los agentes del mercado que generalmente es el más sofisticado en su proceso productivo, actúa como líder y conoce en detalle cuales son las estrategias de los competidores y que en determinados momentos siguen el modelo de Cournot. Generalmente este líder tiene una estructura de costos mucho más eficiente que los demás y por ende supera con facilidad las estrategias de precios de sus competidores por efecto de su productividad de procesos productivos.

2. CONCEPTUALIZAR EL SISTEMA DE ADJUDICACIÓN POR SUBASTA

El concepto de “Subasta” es conocido desde épocas remotas en la historia de la humanidad y su uso siempre se circunscribió a hechos de oferta y demanda de bienes tangibles y cuya adquisición generaba interés en un grupo importante de personas de una comunidad específica.

Sin embargo, solo hasta mediados del siglo XX, se originó el comienzo de un estudio serio y concreto de este mecanismo de comercialización, lo que dio como resultado el surgimiento de la denominada “Teoría de la Subasta”, la cual se consolidó en su reconocimiento e influencia práctica, hacia finales de la última década de ese mismo siglo¹⁸.

La Teoría de Subastas proporciona importantes herramientas que permiten una mejor comprensión de algunos aspectos claves de la teoría económica, aunque en principio este concepto aparezca como muy distante de ésta.

La Teoría de Subasta presenta claras analogías con la fijación de precios por parte de un monopolio y tiene nexos cercanos con la teoría de mercados competitivos.

Así mismo, es bien sabido que cada día se presenta un importante incremento en el volumen de transacciones comerciales que se realizan a través de este importante mecanismo, el cual, dependiendo su naturaleza y objetivos, se presenta de diversas formas o tipos, tanto en el sector privado como público.

¹⁸ DURÁ JUEZ, Pedro. Teoría de Subastas y reputación del Vendedor. Monografías, 2003, no 3.

Breve reseña de la evolución histórica de las subastas. De acuerdo a Shubik¹⁹, las subastas como mecanismo de venta solo aparecen en sociedades relativamente avanzadas desde el punto de vista de su desarrollo económico; en tal sentido, es indispensable que se cumplan dos condiciones que son fundamentales para el éxito de este mecanismo comercial. Tales condiciones son:

- a) Que exista un volumen importante de población interesada en participar en ese tipo de eventos comerciales.
- b) Que exista una moneda transable que permita cuantificar de forma rápida el valor de las transacciones y por ende la magnitud de las pujas.

Ante tal escenario, es evidente que este tipo de hechos tuvieron poca ocurrencia en épocas muy antiguas, aunque se conocen algunos casos excepcionales en la Roma antigua.

Así, según el autor mencionado, el recuerdo más temprano que se tiene de la organización regular de una subasta se remonta a la antigua Babilonia en la cual en cada pueblo, se celebraba un mercado anual de esposas. Esta situación se originaba en el hecho de que no se permitía que los padres dieran a sus hijas en matrimonio al hombre que ellas eligieran, sino que cada año las doncellas en edad de casarse, eran reunidas en grupo en la plaza principal y allí se encontraban los hombres interesados en adquirirlas, reunidos formando un círculo, y se procedía a la subasta en la cual la entrega de la doncella procedía de acuerdo a la mejor oferta, es decir, la doncella se entregaba o asignaba mediante la subasta.

Las ventas se realizaban de manera sucesiva y se comenzaba por la doncella más guapa o agraciada y ésta era asignada, de acuerdo a la mejor oferta económica recibida. En este caso como es fácilmente deducible, se estaría en presencia de

¹⁹ SHUBIK, Martin. Auctions, bidding, and markets: an historical sketch. Auctions, bidding, and contracting, 1983, p. 165-191.

una subasta ascendente o inglesa, y como todas las mujeres subastadas no serían iguales, estaríamos entonces en la situación de subasta de bienes no homogéneos. También es apenas entendible que los hombres más poderosos económicamente, pujarían por la doncella más bonita, mientras que los más humildes estarían menos interesados por la belleza y se preocuparían con mucha razón, por la dote asociada a cada mujer.

También en Grecia, se encuentran casos de subasta para la entrega de concesión de minas; sin embargo, es en Roma en donde el mecanismo de subasta alcanza su mayor grado de desarrollo y difusión en la antigüedad. El tipo de subasta que más se utilizaba era el de la subasta inglesa o ascendente, y se aplicaba para la venta de los bienes confiscados a los enemigos políticos derrotados, los botines logrados en las campañas militares y los esclavos. Así mismo, resulta muy importante anotar, que la palabra de origen castellano “subasta” y su traducción inglesa “auctio” se deriva del latín.

La historia cuenta que, en esa época, para indicar el sitio en donde se iba a realizar la subasta del botín de guerra, se clavaban en el terreno unas lanzas (hasta en latín), alrededor de los cuales se reunía la multitud. De esta manera la subasta se desarrollaba debajo de las lanzas (sub – hasta).

Tal vez la subasta más célebre de esa época, año 193, fue la venta mediante subasta pública del propio Imperio Romano por parte de la guardia pretoriana.

Con la caída del Imperio Romano y hasta el siglo XVII, la importancia de las subastas decae de manera sustancial y solo es hasta inicios del siglo XVIII, cuando este mecanismo vuelve a tomar fuerza con la inclusión de nuevos métodos y la diversificación de los bienes subastados. Entre los nuevos métodos se empieza a utilizar la subasta holandesa y en las subastas ascendentes se

comienza a utilizar el típico martillo que adjudica el bien e inclusive se establecen tiempos límites para presentar las ofertas o pujas.

La evolución del mecanismo de las subastas continuó su incesante avance y es así como a finales de ese mismo siglo, las subastas comienzan a realizarse a través de INTERNET, lo que constituye un escenario dinámico cambiante y expedito para incrementar el número de vendedores y compradores de diversa índole, al tiempo que reducen dramáticamente los costos de las transacciones y agilizan de forma vertiginosa los resultados de las mismas. En virtud a la aparición de la red, se puede plantear que ésta, ha incidido de forma contundente en la democratización de las subastas, por cuanto solo se requiere para participar en ellas contar con un computador personal y el acceso a la red.

2.1 TIPOS BÁSICOS DE SUBASTAS

Los autores McAfee y Mc Millan²⁰ definen la subasta como: “Un mecanismo o institución de mercado que cuenta con un conjunto explícito de reglas, que a su vez determinan la asignación de recursos y precios, basándose en las pujas presentadas por los participantes”.

2.1.1 Subasta ascendente o inglesa. Es el tipo de subasta más utilizado. Su principal y más destacable característica es que el precio del bien o servicio se va incrementando gradual y sucesivamente, hasta que queda un único comprador, que es a quien se adjudica el bien al precio final. Los mecanismos mediante los cuales van subiendo los precios suelen ser diferentes, quizás el más conocido es aquel en el cual son los propios participantes quienes a viva voz o mediante mecanismos electrónicos van dando a conocer sus posiciones de precios; en este tipo de subasta, los compradores pueden presentar cuantas “pujas” deseen

²⁰ MCAFEE, R. Preston; MCMILLAN, John. Auctions and bidding. Journal of economic literature, 1987, vol. 25, no 2, p. 699-738.

siempre que cumplan con el hecho de superar la más alta puja en vigencia momentánea.

En este tipo de subasta, como el precio se incrementa de forma continua, los compradores normalmente se retiran cuando el precio alcanza niveles que ellos no están dispuestos a pagar; normalmente, cuando un comprador se retira, el resto de compradores observa y examina el precio que produjo su salida y el proceso continua hasta que permanezca activo un único comprador al cual se le adjudica el bien al precio le produjo la última puja. Una característica esencial de este tipo de subasta es que los potenciales compradores siempre conocen cual es el nivel actual de la puja máxima.

2.1.2 Subasta descendente u holandesa. Es un tipo de subasta inverso al anteriormente expuesto, en este caso el subastador comienza con un precio muy alto, el cual va disminuyendo sucesivamente hasta que algún comprador lo acepte. Este tipo de subasta no es tan conocido como el anterior, y recibe su nombre en razón a ser el mecanismo más utilizado tradicionalmente para la venta de flores en Holanda.

2.1.3 Subasta con sobre cerrado al primer precio. En este caso, los potenciales compradores presentan sus propuestas en sobre cerrado y el bien se adjudica al mejor postor y el precio coincide con la mayor puja. En esta clase de subasta existen dos aspectos característicos que contrastan con los que ocurre en la subasta inglesa, en este caso al momento de presentar las pujas, los compradores potenciales, no conocen las pujas de los demás y además cada comprador solo pueden presentar una sola y única puja, es decir, no tienen la opción de rondas adicionales que permitan mejorar la propuesta Inicial.

2.1.4 Subasta con sobre cerrado al segundo precio (Subasta de Vickrey). Este tipo de subasta es muy similar al caso anterior, sin embargo, el aspecto que

la diferencia radica en el hecho de que se adjudica el bien objeto de subasta, al segundo mejor precio y no al más alto que haya surgido en las ofertas presentadas. De esta forma se logra que el precio ganador sea independiente de las pujas presentadas de tal manera que cuando un participante prepara su oferta, de antemano sabe que, en caso de ganar, el precio que ha ofertado no incidirá en el precio final de la subasta.

Evidentemente estos cuatro tipos de subastas al ser básicos, permiten variaciones que surgen de diversas necesidades y circunstancias al momento de diseñarse el tipo de subasta que se pretende presentar. Entre las principales variaciones se encuentran las siguientes:

1. Se pueden establecer tasas que deben ser canceladas por los participantes para tener derecho a participar en la subasta.
2. Se puede definir un tiempo límite para presentar las pujas o propuestas, este podría tener un plazo predeterminado fijo o definirlo con base en un intervalo de tiempo, después de presentada la última puja.
3. Se puede determinar de manera anticipada un precio de inicio que podría ser público o no.
4. En algunos casos es factible establecer pagos que van atados o correlacionados no solo a los precios de las pujas sino a alguna variable que solo es conocida con carácter "ex – post", es decir una vez adjudicada la subasta. Estos casos pueden ser relacionados, por ejemplo, con los beneficios obtenidos en caso de subastar un monopolio, o con el mineral extraído en caso de subastar el derecho a una explotación minera.

3. IDENTIFICAR LOS AGENTES DE LA CADENA DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL EN COLOMBIA ACTUAL Y MÉTODO DE COMERCIALIZACIÓN ANTES DE RES CREG 089 DE 2013

Para poder definir los aspectos más relevantes que han incidido de manera directa en la distribución y comercialización del gas natural en nuestro país, desde los inicios de su explotación con carácter mercantil, es pertinente e inevitable, hacer referencia a la normatividad que ha acompañado a las diversas etapas evolutivas de este importante hidrocarburo y que ha sido diseñada y puesta en ejecución por los diferentes gobiernos que han existido en el país desde la época en que se inició de manera formal la explotación comercial del mismo; en tal sentido, es necesario citar los siguientes documentos que son alusivos al tema objeto de estudio:

Desde inicios de la década de los 90, la política energética tuvo como uno de sus objetivos la masificación del consumo de gas en el interior del país. En 1991 el CONPES¹ aprobó el Programa para la Masificación del Consumo de Gas, orientado a impulsar el gas en el interior del país como sustituto de energéticos de alto costo, considerando la existencia de reservas importantes y las características ambientales de este energético.

En 1993 un nuevo documento aprobó las estrategias de lo que en ese entonces se denominó El Plan de Gas y se establecieron acciones tendientes a garantizar la oferta del combustible mediante la continuidad en las actividades de exploración y explotación de nuevos yacimientos, la construcción de una red troncal de gasoductos, la ampliación del sistema de transporte y la conformación de un mercado en los sectores industrial, residencial y termoeléctrico.

La Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, Ley 142 de 1994, apuntó a la separación de las actividades de comercialización y transporte de gas en ECOPETROL y así lo desarrolló la regulación para el sector de gas. Posteriormente la Ley 401 de 1997 separó de ECOPETROL el transporte del gas y la propiedad sobre los activos correspondientes y creó a ECOGAS como una empresa independiente.

Una década después de enunciado el Plan de Gas, la UPME ha considerado que es de interés para los diversos agentes del sector energético y para los particulares interesados en la materia, disponer de una información estructurada, organizada y oportuna, y presenta esta nueva versión del documento “La Cadena del Gas Natural en Colombia” versión 2003–2005²¹.

3.1 CONTEXTO ECONÓMICO Y ENERGÉTICO DE COLOMBIA EN LA DÉCADA DEL 2000

Al comenzar el siglo XXI, el país atravesaba una situación económica bastante compleja, en la cual pese a existir factores de violencia e inseguridad generada por parte de grupos terroristas que atentaban permanentemente contra la infraestructura económica y específicamente contra la infraestructura vial y energética, las estadísticas que se recopilaron, por parte del Banco de la República, relativas al comportamiento del PIB Total y por habitante arrojan resultados sorprendentes a partir del año 2000. En esa década la economía experimentó un notable crecimiento en razón al impulso que se le dio al sector minero energético, tanto así, que aún durante el lapso comprendido desde el año 2004 hasta el 2007, el crecimiento promedio del PIB fue del 5.8%, conservando una tendencia positiva que permitió asimilar con relativa calma la aguda crisis

²¹ COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. La Cadena del Gas Natural en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética. 2006.

mundial que se presentó en las economías de países de mayor envergadura industrial y el crecimiento del PIB alcanzó el importante 1.6% de crecimiento²².

3.1.1 Entorno nacional. En orden a establecer claridad y contextualizar el momento económico y tecnológico en el cual se desarrollan los diversos procesos atinentes a la sostenibilidad y crecimiento de la industria del gas natural en el país, es preciso comentar aspectos económicos que se tenían en ese momento en Colombia al tiempo que es bueno definir y precisar algunos términos técnicos que son el soporte sobre los cuales giran los estudios realizados.

Desde el punto de vista económico, hay que considerar variables e indicadores tales como PIB, inflación, desempleo, exportaciones e importaciones, devaluación y reservas internacionales; así mismo es muy importante tener en cuenta el papel fundamental que ha jugado el gas natural dentro de la matriz energética del país.

En lo relacionado con los aspectos técnicos del gas natural, es de capital importancia comentar lo que significa el “upstream” que involucra todo lo relativo a exploración, producción y suministro, acompañado de las implícitas modificaciones que siempre se generan dentro de la regulación y normatividad, información sobre el estado de las reservas probadas y cómo se ha llevado a cabo el desarrollo de la producción y suministro de gas natural en el país.

Por otro lado, es ineludible referirse al “downstream” que tiene que ver en su naturaleza íntima con el transporte y suministro del gas. Aquí como es obvio, hay que revisar y analizar todos los aspectos referidos a la demanda de gas en el país al igual que la infraestructura del transporte que permite realizar una adecuada cobertura de distribución con especial énfasis en las denominadas Áreas

²² MARRUGO ARNEADO, Verena Del Carmen. Crecimiento económico y desarrollo humano en Colombia (2000–2010). Revista de economía del Caribe, 2013, no 11.

Exclusivas, así como el desarrollo y evolución de las instalaciones domiciliarias y el fomento del uso del gas natural como combustible para vehículos automotores.

Una vez planteadas las anteriores situaciones, se hace imprescindible y necesario, presentar los principales indicadores económicos generados por la economía colombiana en el período comprendido entre el año 2000 hasta el 2005, en la tabla que se muestra a continuación:

Tabla 1. Indicadores económicos años 2000 hasta 2005

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Crecimiento PIB (%)	2,92	1,47	1,93	4,11	4,01	5,19
Inflación doméstica (%)	8,75	7,65	6,99	6,49	5,5	4,85
Tasa de desempleo (%)		14,94	15,32	13,91	13,43	11,8
Crecimiento de exportaciones (%)	13,27	6,3	-2,87	9,63	27,43	4,15
Crecimiento de importaciones (%)	10,08	9,08	-0,83	9,46	20	3,12
TRM promedio (\$/dólar)	2,088	2,3	2,506	2,876	2,628	2,321
Devaluación promedio (%)	22,71	18,14	2,49	23,78	-2,24	-16,65
Saldo reserva internacional bruta (MUS\$)	9,006	10,245	10,844	10,921	13,54	13,819

Fuente: Dirección de Estudios Económicos DNP. 3 de mayo de 2005. Banco de la República. DANE

De igual manera y con la finalidad de mostrar un panorama más completo, desde el punto de vista económico, se muestra a continuación, la tabla de proyecciones macroeconómicas realizadas con base el comportamiento de la economía mundial y por lo cual se le dio a la economía del país una orientación hacia el comercio exterior más que hacia el consumo interno o doméstico.

Tabla 2. Proyecciones macroeconómicas

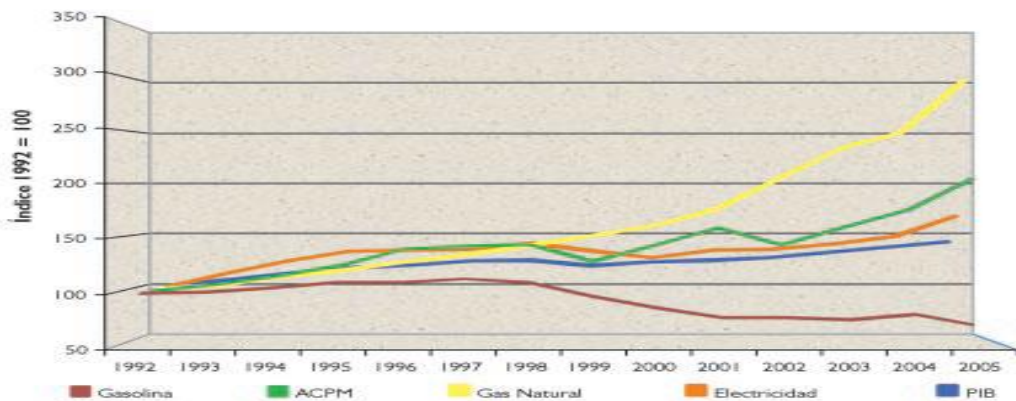
	2006	2007	2008	2009	2010
Inflación doméstica promedio (%)	4,7	4,2	3,7	3,3	3
Tasa de cambio nominal promedio	2498,48	2618,69	2663,61	2683,59	2758,22
Devaluación promedio de período	3,4	2,7	0,2	-0,3	2
Crecimiento PIB real (%)	4	4	4	4	4
Crecimiento de las exportaciones totales	-0,7	5,7	8,9	7,3	5,4
Crecimiento de las importaciones	6,1	6,9	9,1	8,6	7,8

Fuente: DNP

En orden a lograr los objetivos planteados en las proyecciones y aprovechando el excelente momento que vive la economía del país, se hace imperativo estructurar mucho mejor el modelo macroeconómico existente, para lo cual se requiere llevar a cabo reformas estructurales con base en modificar el sistema impositivo para facilitar la inversión extranjera directa IED, con lo cual se garantizaría el avance positivo de las tendencias del desarrollo ya identificadas.

En ese orden de ideas, reviste singular importancia establecer la interesante relación del consumo de energía y el PIB en la perspectiva económica y la transcendencia de ésta en el campo específico del “upstream” y “downstream” del gas natural. El cuadro siguiente muestra esa interesante relación, en la cual, se incluyen diferentes tipos de fuentes energéticas.

Gráfico 1. Correlación de consumo energético por fuente vs PIB



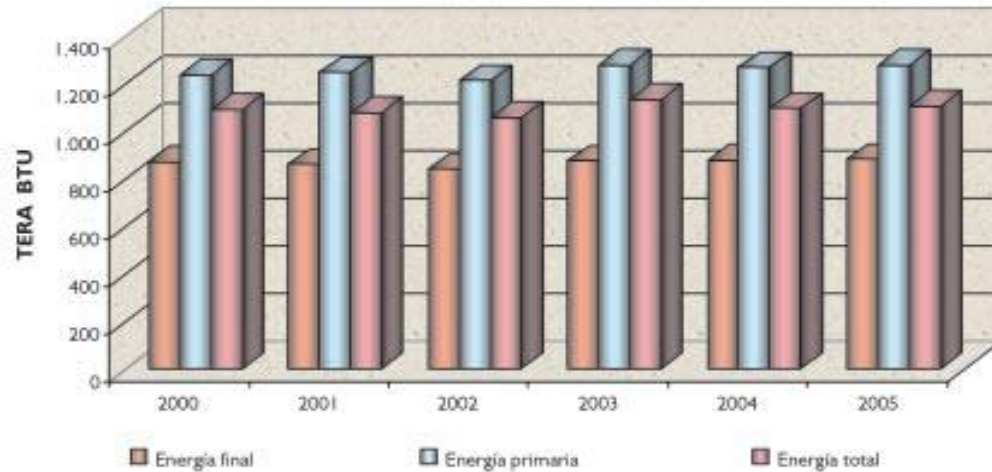
Fuente: DNP

En la gráfica anterior se observan dos contrastes bastante marcados, por un lado, se aprecia el efecto de la política de masificación del uso del gas natural en los hogares colombianos y en contraposición el uso de la gasolina decae en virtud al reajuste de precio de la misma; por otro lado, se confirma el importante papel que juegan la electricidad y el ACPM, en el desarrollo del PIB con el cual hay una

estrecha correlación de ambas fuentes energéticas, por cuanto su crecimiento es paralelo y relativamente acompasado en su crecimiento.

3.1.2 Matriz energética año 2005.

Gráfico 2. Consumo de energía interno



Fuente: DNP

En la anterior gráfica se puede observar que en el año 2005 el consumo total de energía interna, en el país fue de 1.107 Tera BTU, lo que significa que ese año hubo un incremento del 0.9% con respecto al año inmediatamente anterior, es decir, el 2004, en el cual el consumo interno total alcanzó el total de 1.095 Tera BTU.

En el periodo 2000–2005 la tasa promedio anual de consumo de energía primaria creció al 0.7%, en tanto que el consumo de energía total lo hizo al 0.30%, mientras que la tasa de energía final se incrementó al 0.28%. Esto significa que en la última década el consumo energético ha crecido a tasas bajas y en términos reales se viene presentando un fenómeno de sustitución entre fuentes.

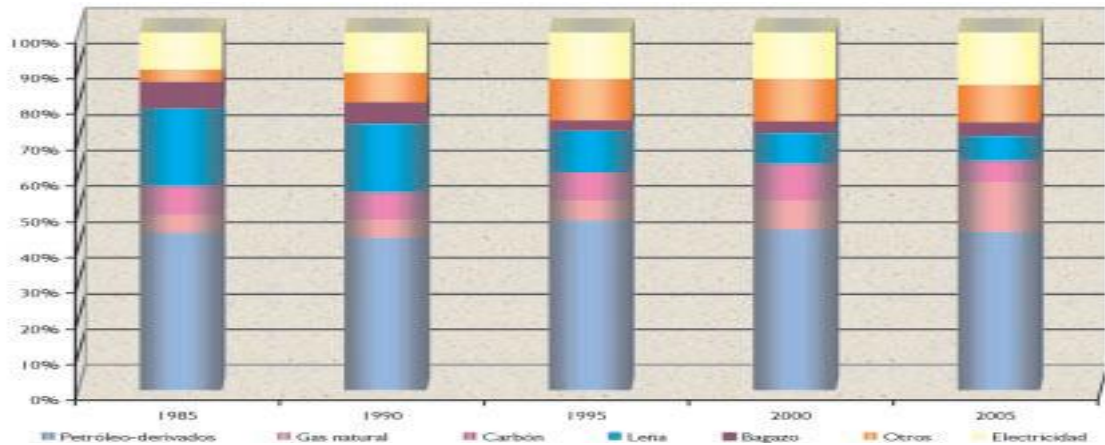
La matriz energética sigue mostrando al petróleo como el energético primario de mayor consumo con un 49.1% del total nacional, un 20.6% que corresponde al gas

natural, hidroenergía que participa con 12.8%, leña y bagazo 9.2% y carbón con 7.2%.

A lo largo de la última década la participación del petróleo se ha mantenido relativamente estable dentro de la oferta interna de energía; los otros energéticos como el carbón, gas natural, hidroelectricidad y leña principalmente, sí han modificado su participación dentro de la oferta del país, por cuanto la sustitución se viene dando de fuentes menos eficientes por otras de mayor eficiencia, fundamentalmente en los sectores residencial (leña por gas natural), transporte (gasolina por ACPM) y en la generación térmica de electricidad (carbón por gas natural)²³.

Además de lo anterior, se presenta a continuación, la gráfica que contiene la evolución del consumo de los distintos componentes de la matriz energética en un horizonte de tiempo comprendido entre 1.985 y el año 2000.

Gráfico 3. Consumo final de energía (Evolución)



Fuente: DNP

²³ MARRUGO ARNEADO, Verena Del Carmen. Crecimiento económico y desarrollo humano en Colombia (2000–2010). Revista de economía del Caribe, 2013, no 11.

En esa evolución, se destaca de manera significativa, el incremento del uso del gas natural, pasando de un 5% en 1.985 a un 13% en el 2005, impulsado predominantemente por la masificación de su uso en los hogares.

Es evidente y muy notoria el crecimiento sostenido e incremental del uso del gas natural en nuestro país y por consiguiente es muy importante hacer comentarios relativos al “Downstream” que ha acompañado a la evolución que ya se ha mencionado.

3.2 PRINCIPALES ASPECTOS EN EL “DOWNSTREAM” DE GAS NATURAL

En el caso específico del gas natural, este aspecto tiene que ver fundamentalmente con el conjunto de actividades que se realizan con el propósito de hacer llegar el gas procesado hasta el consumidor final en sus diferentes sectores de demanda bien como materia prima o como combustible. Dicho de otra manera, son el conjunto de actividades que tienen como objetivo llevar el gas natural desde el mismo instante en que es inyectado a un gasoducto bajo condiciones específicas de calidad y es entregado en el punto de uso o consumo final. Esas actividades integran los procesos de transporte, distribución, comercialización y demanda.

En Colombia el sistema de transporte de gas posee una extensión de 3.882 km, cuya cobertura alcanza hasta el 42% de los hogares del país. Esta masificación del uso del gas natural, comenzó en la década de los 90, cuyo objetivo era diversificar el uso del mismo principalmente en el uso doméstico, disminuyendo así la dependencia de un solo energético en los hogares, al tiempo que se ampliaba la oferta de otro combustible en la canasta de energéticos en los otros sectores de consumo.

El Sistema Nacional de Transporte de gas natural en Colombia permite la interconexión de los centros de consumo con los centros de producción, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, usuarios no regulados, interconexiones internacionales, sistemas de almacenamiento y sistemas de distribución²⁴

Este sistema de transporte está conformado por dos subsistemas perfectamente definidos e identificables por su propiedad y operación, así como por su funcionamiento. En la costa norte o Costa Caribe el subsistema lo integra la línea Ballenas – Barranquilla- Cartagena – Cerromatoso y cuyo propietario es Promigas, empresa privada de capital nacional y extranjero. De otra parte, el segundo subsistema está conformado por principalmente por las líneas Ballenas – Barrancabermeja – Vasconia – Cali; Cusiana – Apiay – Bogotá y Cusiana – La Belleza – Vasconia – Cali, cuyo propietario es Ecogas, a las cuales se le adicionan: Sebastopol – Medellín de la empresa Transmetano; Payoa – Provincia – Bucaramanga de Transoriente; así mismo, la estación de entrega Yumbo – Cali de propiedad de Transoccidente; Campo de producción de Hobo – Neiva de Progasur; estación Cogua – Bogotá de Transcogás y el Gasoducto del Tolima conformado por dos líneas pequeñas, conocido como el sistema de transporte del interior.

Agrupándolas, se tienen ocho empresas transportadoras de gas que operan en la actualidad en el país y son en su orden: Promigas, Ecogas, Transmetano, Transcogás, Transoccidente, Transoriente, Gasoducto del Tolima y Progasur.

²⁴ COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y gas. Resolución CREG 001 de 2000. (Enero 20 de 2000). Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-2000-CREG001-2000>

A continuación, se presenta una tabla en la cual se discrimina por empresa el volumen de gas transportado por cada empresa y las características propias de cada estructura de transporte.

Tabla 3. Volumen de gas transportado por cada empresa y características propias de cada estructura de transporte

GASODUCTO	LONGITUD Km	CAPACIDAD MPCD	VOLUMEN TRANSPORTADO 2005 MPCD
Promigas	575	480	319,6
Ecogas	2451	300*	270,8
Transcogás	60	100	62,57
Transoccidente	340	75	26,72
Transmetano	145	75	25,5
Transoriente	158	47	12
Gasoducto del Tolima	46	5	1,8
Progasur	62	5	1,3

Fuente: La Cadena del Gas Natural en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética. Ministerio de Minas y Energía. República de Colombia.

En la actualidad el transporte de gas natural juega un rol preponderante ante las condiciones existentes.

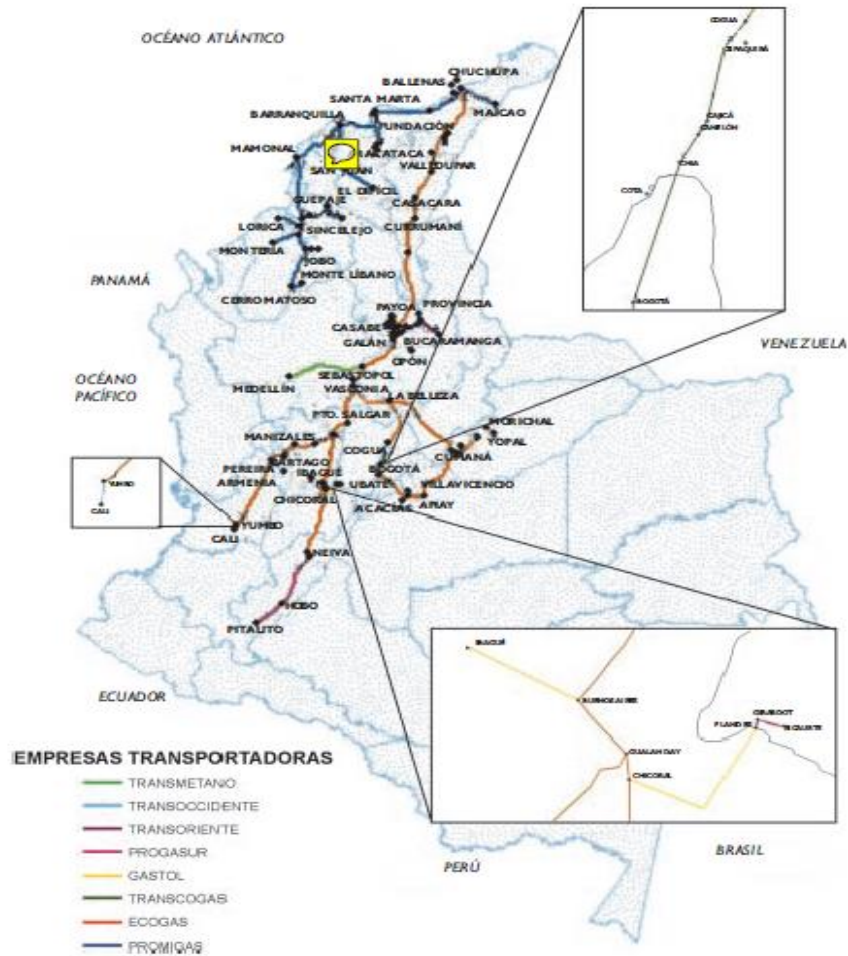
El transporte es una actividad de arbitraje de los recursos de gas que se utilizan en los diferentes mercados. Así las cosas, el gas de La Guajira es competitivo únicamente en la Costa Atlántica mientras que el de Cusiana es competitivo en el interior del país. Lo anterior indica que no importa el costo de los recursos, éstos se utilizan según si la señal de transporte facilita su penetración en los mercados.

Esta situación le ha impedido al gas de La Guajira competir con Cusiana al sur de Barrancabermeja y a su vez no le permitiría al gas de Cusiana llegar en condiciones de competencia para atender el mercado de la Costa Atlántica. Esto hace que el mercado colombiano se comporte como dos submercados segmentados e independientes el uno del otro.

De otra parte, existe una gran la incertidumbre de los volúmenes a transportar por parte de las empresas Promigas y Ecogas, debido en gran parte al consumo de gas para generación de electricidad, lo cual puede suscitar estrés en el sistema y por tanto pérdida eventual de presión y disminución de la capacidad de

empaquetamiento, lo que a su vez puede originar dificultades para atender la demanda.²⁵

Gráfico 4. Sistema nacional de transporte de gas natural



Fuente: UPME

3.3 DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL

Actualmente la distribución de gas natural es realizada por aproximadamente 27 agentes, los cuales atienden 407 poblaciones con 3.883.000 usuarios distribuidos

²⁵ COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. La Cadena del Gas Natural en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética. 2006.

así: el 98.4% en el sector residencial; el 1.5% en el sector comercial y el 0.07% en el sector industrial.

La composición porcentual entre los distribuidores más importantes en el país es como sigue: Gases del Caribe, Gas Natural, Surtigas y Gases de Occidente cubren el 64% del mercado, 9 agentes cubren por lo menos el 1% y los 14 restantes son responsables del 33.4%.

La mayoría de las regiones donde el gas natural está presente ha alcanzado un cubrimiento importante, con índices mayores a 85%. Sin embargo, existen zonas con baja penetración del servicio como Medellín en donde el cubrimiento es aún bastante bajo (43.6% potencial y 21.4% efectivo). En otros casos como Cali (Gases de Occidente) Sucre, Córdoba y Bolívar (Surtigas) y centro del Tolima (Alcanos), el cubrimiento efectivo es significativo, con porcentajes superiores al 55%.

En términos de cubrimiento de población y sus correspondientes estratos a 31 de diciembre de 2005, el sector residencial cuenta con la siguiente participación de usuarios:

Tabla 4. Participación del sector residencial

Estrato: 1	580,629
Estrato: 2	1'416,263
Estrato 3:	1'251, 335
Estrato 4:	341,410
Estrato 5:	142,212
Estrato 6:	90,062

Fuente: DNP

Lo anterior quiere decir que el cubrimiento del gas natural en los estratos 2 y 3 alcanza el 70% de los usuarios atendidos, en tanto que el estrato 1 participa con el 15.2%. Por su parte, el estrato 4 participa con el 8.9% del total y los estratos 5 y 6 representan el 6%, tema este último de vital importancia en lo referente a las

contribuciones dentro del régimen tarifario tendiente a la solidaridad y redistribución del ingreso.

Este resultado en términos generales es el producto de una política de Estado en lo que se refiere al Plan de Masificación del Gas, la cual privilegió el suministro de gas a los estratos bajos de la población gracias al diseño de subsidios cruzados con los estratos con mayor capacidad de pago, de manera tal que se han podido atender los estratos bajos con tarifas favorables, sin tener que acudir a erogaciones estatales directas²⁶.

3.4 GAS NATURAL VEHICULAR

El uso del gas natural como combustible vehicular se remonta a comienzos de la década de los 90 en la Costa Atlántica. En el interior del país se desarrolla a finales de esa misma época, en razón a la política de sustitución de combustibles en aras de consolidar el GNV como una alternativa en la estructura de costos del transporte. Este objetivo se ha ido alcanzando de forma importante en razón a que en el año 2005 se tenía un total acumulado de 95.917 vehículos con un consumo promedio de 30.1MPCD lo que indujo a un crecimiento significativo de la infraestructura de suministro que alcanzó la cifra de 144 estaciones de servicio a fines de 2005, conjuntamente con el montaje de 175 talleres de conversión de vehículos de gasolina a gas natural.

Frente al análisis de las cifras de número de vehículos que se han convertido a gas natural y el número de estaciones de servicio que suministran este energético, se hace ineludible implementar un mejor plan de acción que incremente de manera sustantiva el número de éstas, en procura de evitar altos niveles de congestión y desabastecimiento para el suministro de este combustible.

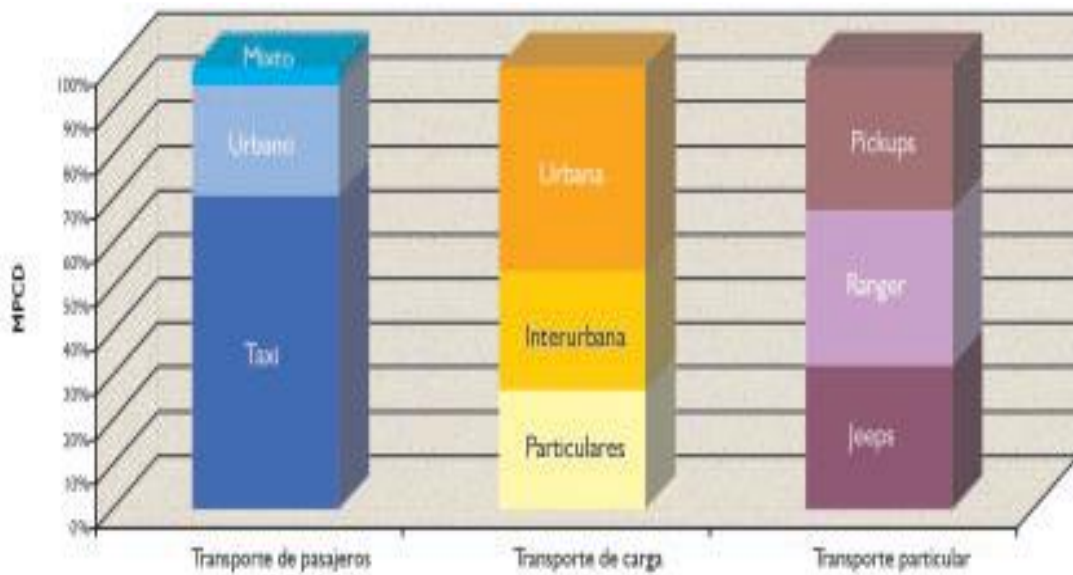
²⁶ COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. La Cadena del Gas Natural en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética. 2006.

De otra parte, el incentivo monetario que se está entregando a los propietarios de vehículos que accedan a la conversión de los mismos a GNV, ha resultado el gran impulsor de esta estrategia de diversificación del uso de otro combustible. Sin lugar a dudas uno de las grandes iniciativas que ha consolidado el auge de la conversión a GNV ha sido la de dirigir esta campaña hacia el sector privado y específicamente a vehículos grandes para transporte de carga; de igual manera el transporte de pasajeros es un gran consumidor de GNV por cuanto absorbe el 65.4% de este consumo. Dentro de este grupo se incluyen los taxis, distintos tipos de vehículos urbanos y la categoría de mixtos.

Teniendo en cuenta los mercados regionales en lo atinente al transporte de pasajeros, es importante comentar que los taxis son los vehículos más utilizados en el ámbito urbano y concentran el 70.8% del consumo de GNV.

A continuación, se muestra la gráfica de distribución del consumo de GNV por segmento de transporte.

Gráfico 5. Distribución del consumo de GNV por segmento de transporte



Fuente: DNP

3.5 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS DEL GAS NATURAL

La distribución y comercialización del gas natural en el país está bajo la autoridad de la COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG, entidad que regula esa actividad mediante la Ley de Servicios Públicos (142 de 1.994). En esa ley se definieron aspectos tales como: régimen tarifario orientado bajo parámetros y criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia. Con base en las características de cada una de las actividades que se regulan, la CREG ha definido los siguientes tipos de precios:

1. Precio en Boca de Pozo
2. Transporte
3. Distribución
4. Comercialización
5. GNV.

3.6 REGLAMENTACIÓN DE PRECIOS EN BOCA DE POZO²⁷

3.6.1 Campos existentes antes de 1995. Corresponden a las resoluciones 039 de 1975 (modificada recientemente por la Resolución CREG 119 de 2005 cuya indexación pasa a ser con el índice New York Harbor Residual Fuel Oil) y 061 de 1983 expedidas por la desaparecida Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural en donde se asocia el precio a la variación de precios de fuel oil de exportación, y se da una nueva alternativa definiendo como mecanismo de indexación el WTI; solamente fue acogida por campos de menor tamaño. Adicionalmente se establecía liberación de precios en el 2005 dependiendo el nivel de competencia, lo que no ocurrió por cuanto la CREG consideró no

²⁷ COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y gas. Resolución CREG 039 de 1.995, Resolución CREG 061 de 1983. Diario Oficial No. 46.134 de 27 de diciembre de 2005

cumplido el requisito. Solamente se dio una liberación parcial para el caso de Cusiana, con la construcción de la planta de tratamiento mayor a 180 MPCD.

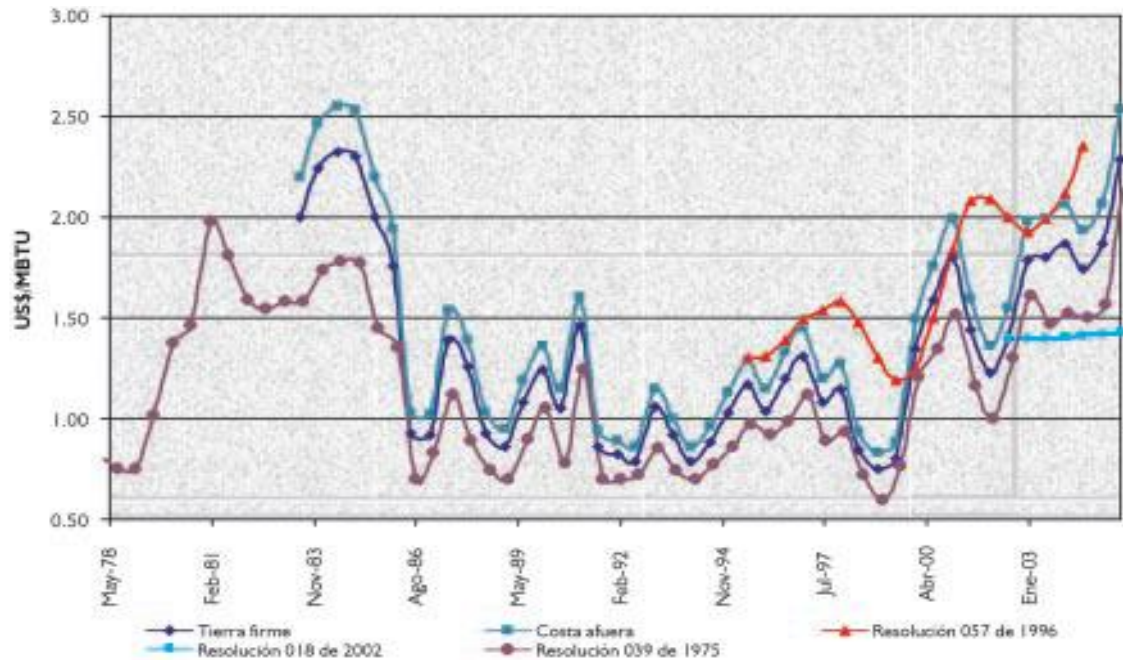
3.6.2 Campos posteriores a 1995, precio libre. Los precios en las tres últimas décadas has tenido un efecto “péndulo”, en donde se inició con un nivel cercano a los 2 US\$/MBTU en los ochenta, para después caer a valores de 0.70 US\$/MBTU en los noventa, y en los últimos años nuevamente retornando a precios cercanos a los 2 US\$/MBTU, que son máximos históricos.

Sin embargo, estos precios en términos de pesos colombianos se han visto atenuados por la revaluación de la moneda que se viene presentando hace cerca de dos años. La Resolución 057 de 1996 que tiene un mecanismo de indexación con el precio del WTI, ha tenido un comportamiento más estable. Sin embargo, esta sólo fue acogida por un campo de menor tamaño (Payoa).

La Resolución 018 de 2002 que aplica únicamente a los campos de Cusiana y Cupiagua, en el caso de volúmenes de entrada en troncal de 180 MPCD, presenta un comportamiento de precio estable. Sin embargo, con lo establecido en la Resolución 119 de 2005, se estableció un precio sin sujeción a tope máximo, si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento del gas asociado que permita inyectarlo al Sistema Nacional de Transporte es superior a 180 MPCD.

Esta misma resolución definió una nueva fórmula para la determinación de los precios máximos en boca de pozo de los campos de La Guajira y Opón, pero también determinó precios libres sin sujeción a topes máximos bajo el régimen de libertad vigilada, para el resto de campos de producción.

Gráfico 6. Fluctuación de precios en Boca de Pozo



Fuente: DNP

3.7 REGULACIÓN DE LOS PRECIOS DE TRANSPORTE

Para la determinación de los cargos de transporte se han utilizado las siguientes metodologías: i) primer período tarifario (Res. 057 de 1996): se adoptó un sistema de costos por distancia, para el caso de los gasoductos del interior, referenciado a un cierto nodo con respecto del cual se asumía como nodo de transacciones entre productores y compradores, para lo cual se definieron cargos de accesos y salida; para el gasoducto de la Costa se tenía definido un esquema estampilla, y ii) segundo período tarifario (Res. 001 de 2000): tarifas de transporte por sistema, con base en el costo medio de largo plazo que se fija en función de la firmeza de los contratos, tomado como base la valoración de los activos y los costos eficientes de AO&M.

El costo total del transporte se define como la sumatoria de los cargos por los distintos tramos del gasoducto que debe recorrer el gas natural. Dichos cargos de

paso remunerar los siguientes conceptos: cargos máximos fijos y variables por distancia para remunerar la inversión, cargo fijo para remunerar los gastos de AO&M²² y dos tarifas estampilla que tienen por objeto remunerar parte de la inversión en el sistema de gasoductos troncales y ramales.

La característica de esta metodología de determinación de los cargos de transporte está en la señal de distancia, la cual se aproxima a lo que ocurriría en un mercado de competencia donde las tarifas reflejan los costos de prestación de los servicios. La consecuencia de esta situación es que el gas cuesta más a medida que los centros de demanda están localizados a distancias mayores de los campos de producción como ocurre con los mercados de Bogotá, Medellín y en particular el Occidente.

Esta metodología flexibilizó la contratación del transporte al introducir el concepto de las parejas de cargos, la cual permite que el cliente proponga la combinación de cargo fijo y variable que más se ajusta a su curva de carga. Debe anotarse que cada pareja de cargos debería ser indiferente para el transportador por cuanto, si bien el nivel de riesgos cambia de una pareja a la otra, éste se ve compensado por la tarifa, la cual se incrementa a medida que se tiene una pareja de cargos con una componente variable mayor en porcentaje²⁸.

Tabla 5. Cuadro Comparativo de Pareja de Cargos.

GASODUCTO	CAMPO DE PRODUCCIÓN					
	BALLENA			CUSIANA		
	20% F -80% V	50 F% -50%	80 F% -20%	20% F -80%V	50 F% -50%	80 F% -20%
La Mami	0,4526	0,3118	0,172	3,4048	2,3663	1,3277
Barranquilla	0,5676	0,3893	0,213	3,5198	2,4438	1,3686
Cartagena	0,6761	4691	0,2641	3,6283	2,5236	1,4197
Barranca	1,3245	0,955	0,5844	1,6277	1,0995	0,5712
Sebastopol	1,5297	1,0929	0,6551	1,4225	0,9616	0,5005

²⁸ CORTÉS, Enrique Amorocho; VILLAMIZAR, Germán Oliveros. Apuntes sobre energía y recursos energéticos. Universidad Autónoma de Bucaramanga, UNAB. 2000.

²² COLOMBIA. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. AOM: Administración, Operación y Mantenimiento. La Cadena del Gas Natural en Colombia.

Vasconia	1,6751	1,1882	0,7013	1,2771	0,8663	0,4543
Mariquita	2,118	1,4906	0,644	1,7199	1,1686	0,6173
Medellín	3,3742	2,3003	1,2254	3,267	2,1689	1,0708
Armenia	3,008	2,1373	1,2678	2,6099	1,8153	1,0207
Bogotá	3,4625	2,3773	1,292	2,1668	1,4336	0,6993
Neiva	3,6429	2,4891	1,3364	3,2448	2,1671	1,0894
Cali	3,5172	2,5054	1,4948	3,1191	2,1834	1,2477

Fuente: CORTÉS, Enrique Amorocho; VILLAMIZAR, Germán Oliveros. Apuntes sobre energía y recursos energéticos. Universidad Autónoma de Bucaramanga, UNAB. 2000.

3.8 REGULACIÓN DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

La política regulatoria que entró en vigencia con la Resolución 057 de 1996, estableció un cargo máximo por distribuidor, el cual reflejaba todos los costos en que éste incurre en la prestación del servicio, incluyendo los costos de comercialización. Por tratarse de tarifas máximas, el Distribuidor podía modificar la tarifa de distribución hacia abajo en el momento que algún otro comercializador quisiera atender un usuario no regulado, aún por debajo de los costos económicos de prestación del servicio.

La nueva regulación que entró en vigencia mediante la Resolución 011 de 2003, estableció una metodología que permite al distribuidor estructurar tarifas diferenciales por rangos de consumo de tal manera que los ingresos totales no superen los que corresponden al cargo promedio de distribución y se basa en la aplicación de los llamados cargos por uso de los sistemas de distribución con fundamento en los siguientes principios generales: i) los usuarios pagarán un único cargo por el uso de cada sistema, ii) se remunerará la infraestructura necesaria para llevar el suministro desde el punto de salida del Sistema Nacional de Transporte hasta el punto de entrega al usuario y iii) el cargo por uso deberá ser el mismo independientemente del Comercializador que lo atienda. Considera también la inversión en expansión para los siguientes cinco años.

El marco regulatorio de la distribución de gas natural de igual forma contempla criterios de eficiencia estableciendo ajustes entre la longitud total del sistema de distribución y el número de usuarios, así como ajuste en costos de nuevas inversiones por medio de la definición de los costos eficientes de las Unidades Constructivas.

En lo que respecta a la Comercialización del Gas Natural, la Resolución 057 de 1996 estableció un cargo único para todos los mercados o agentes, el cual estaba fijado en \$3/m³ desde noviembre de 1995, ajustándolo anualmente con el índice de precios al consumidor - IPC. Esta tarifa no permitía la incursión de otros comercializadores por cuanto el Distribuidor de una zona compite con el cargo de distribución cuyo efecto final en la tarifa es muy superior al cargo de comercialización.

Con la Resolución 011 de 2003 los comercializadores tienen oportunidad de competir por el mercado no regulado, ya que las tarifas de distribución actuales son únicas para cada mercado, y las tarifas de comercialización son máximas, lo cual permite competir con eficiencias en la compra del gas, la negociación del servicio de transporte y la eficiencia en la prestación del servicio, permitiendo así cobrar un cargo por comercialización acorde con los servicios prestados.

En general esta metodología, como se mencionó anteriormente, le permite al distribuidor establecer tarifas por volumen, lo que dificulta aún más los procesos de competencia por cuanto el distribuidor puede establecer para su propio mercado la “canasta de tarifas” que más le convenga a sus intereses y que además le permita neutralizar la incursión de comercializadores independientes.

De otra parte, esta metodología puede prestarse para que los usuarios regulados terminen apalancando a los no regulados, por dos consideraciones a saber: i) la discriminación tarifaria por volumen autorizada explícitamente en la Resolución

011 de 2003 y ii) carencia de información de los usuarios sobre las prácticas comerciales de los distribuidores y en particular sobre las escalas de tarifas con respecto a volumen.

Esta situación constituye una barrera de acceso para el ingreso de un comercializador externo por la restricción de información, salvo en aquellos casos de usuarios no regulados que pueden conectarse directamente al sistema de transporte haciendo bypass a la red de distribución.

De otra parte, un análisis efectuado ha mostrado una considerable amplitud de las tarifas de distribución para cubrir los costos totales a una tasa de rentabilidad adecuada. Tal holgura proviene del hecho que las empresas presentan a los fines del cálculo de las tarifas, cifras de planes de inversión quinquenal que implican costos marginales superiores a los medios. En este contexto, la regulación debería tender a vincular los cargos con inversiones reales²⁹.

3.9 NORMATIVIDAD

Con las metas propuestas en el plan de masificación de gas y en el Plan Nacional de Desarrollo 2002- 2006, la normatividad viene buscando facilidades para que este energético llegue a municipios menores y áreas rurales. También se ha visto el potencial que representa este combustible si se comercializa internacionalmente; por esta razón se han definido las condiciones bajo las cuales se haría posible la exportación.

En este sentido el Ministerio de Minas y Energía promulgó dos decretos de gran trascendencia. El Decreto 3428 de 2003, por medio del cual se reglamentan los Artículos 59 de la Ley 812 de 2003 y 23 de la Ley 142 de 1994 en relación con los

²⁹ COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. La Cadena del Gas Natural en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética. 2006.

intercambios comerciales internacionales de gas natural y se dictan otras disposiciones, establece las definiciones aplicables a la comercialización internacional de gas natural y se ofrecen los parámetros fundamentales para el ejercicio de esta actividad, garantizando la protección del interés nacional en términos de acceso y uso de su recurso gasífero. El segundo es el Decreto 3429 de 2003, por medio del cual se reglamenta el Artículo 65 de la Ley 812 de 2003 en relación con la comercialización de gas natural y se dictan otras disposiciones.

En este marco de políticas gubernamentales planteadas en el Plan de Desarrollo y en aras de proteger el mercado y asegurar la prestación del servicio público domiciliario de gas natural, se dictan pautas para la comercialización de gas natural en el territorio nacional. Así mismo se dictó el Decreto 802 de 2004, en el cual se establecen algunas disposiciones para incentivar el consumo de gas natural comprimido para uso vehicular GNCV, con el propósito de acelerar el proceso de sustitución de combustibles líquidos en el sector transporte.

Con el fin de incrementar la cobertura en el servicio de gas natural se promulgó el Decreto 3531 de 2004, mediante el cual se definieron las reglas necesarias para que tanto empresas como entidades territoriales formulen proyectos para el fomento del uso del gas natural, especialmente dirigidos a colombianos ubicados en las zonas de influencia de los gasoductos troncales y con más altos índices de necesidades básicas insatisfechas.

El Ministerio también expidió los Decretos 1404 de 2005 y 1404 de 2006, donde se aprueba el programa de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de ECOGÁS, relacionados con el transporte de gas natural, su operación y explotación, mediante la constitución por suscripción sucesiva de acciones de la sociedad Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P. TGI S.A. E.S.P.

Por su parte el Decreto 1484 de 2005 se emitió en relación con la ocurrencia de restricciones en el suministro de gas para la prestación de este servicio público, fijando el orden de atención prioritaria 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. Este decreto tiene 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.

Para poder concretar las interconexiones internacionales se promulgó el Decreto 2400 de 2006, mediante el cual se regula la construcción de Interconexiones Internacionales de Gas Natural y se establecen otras disposiciones³⁰.

³⁰ COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. La Cadena del Gas Natural en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética. 2006.

4. IDENTIFICAR LOS CRITERIOS RELEVANTES BAJO LOS CUALES SE LLEVARÁ A CABO EL SISTEMA DE SUBASTA SEGÚN RES CREG 089 DE 2013

4.1 REGLAMENTO DE LA SUBASTA DE GAS NATURAL

4.1.1 Objeto. El presente reglamento tiene por objeto establecer las condiciones y procedimientos para la negociación del suministro de gas natural mediante subasta,

4.1.2 Definiciones.

Administrador de la subasta: Persona natural o jurídica encargada de organizar la subasta.

Auditor de la subasta: Persona natural o jurídica, con reconocida experiencia en procesos de auditoría, contratada por el administrador de la subasta para auditar el desarrollo de la misma.

Compradores habilitados: Comercializadores y los usuarios no regulados serán los únicos participantes que podrán comprar gas natural en el mercado primario.

Precio de adjudicación: es el precio que pagarán los compradores por el gas natural adjudicado a través de la subasta. Corresponde al precio de cierre de la última ronda de la subasta o al precio con el cual los compradores habilitados no reducirían cantidades de producto, según sea el caso.

Precio de cierre: es el precio máximo establecido por el subastador para cada una de las rondas siguientes a la ronda cero (0).

Precio de reserva: precio mínimo al cual se ofrece para la venta un producto en la subasta.

Prima de la opción: corresponde al precio que se paga por el derecho a tomar hasta una cantidad determinada de energía, dentro del marco de un contrato de opción de compra de gas.

Producto: cantidad de energía bajo la modalidad de contrato firme, de suministro con firmeza condicionada o de opción de compra de gas, que se entrega diariamente en un campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios, y cuya duración puede ser de uno (1) o cinco (5) años.

Ronda: período de tiempo definido por el subastador durante el cual los compradores habilitados presentan sus solicitudes de compra, de acuerdo con lo establecido en este Anexo.

Sistema de subasta: corresponde a la plataforma tecnológica en la cual se desarrollará la subasta que se reglamenta en este Anexo.

Subasta: proceso dinámico de negociación, con reglas definidas para la formación de los precios y las asignaciones de los productos, de acuerdo con lo establecido en este Anexo.

Subastador: persona natural o jurídica, con más de cinco (5) años de experiencia reconocida en la materia, en al menos tres (3) países, que da aplicación al procedimiento de la subasta. Puede ser el administrador de la subasta u otra persona que éste contrate.

Vendedores habilitados: Productores-comercializadores, transportadores y los comercializadores de gas importado son los únicos participantes del mercado que podrán vender gas natural y capacidad de transporte en el mercado primario a los participantes.

4.1.3 Principios generales de la subasta.

La subasta se regirá por los siguientes principios:

a) Eficiencia: el desarrollo de la subasta conducirá a la formación de precios eficientes de cada uno de los productos.

b) Publicidad: se garantizará a través de los mecanismos dispuestos en la presente Resolución.

c) Neutralidad: el diseño de la subasta y el reglamento de la misma no permitirán, inducirán o adoptarán prácticas de discriminación indebida en contra de alguno de los participantes.

d) Simplicidad y transparencia: los mecanismos de la subasta serán claros, explícitos y constarán por escrito, de tal forma que puedan ser comprendidos sin duda ni ambigüedad.

e) Objetividad: los criterios de adjudicación serán claros e imparciales.

4.1.4 Organización de la subasta.

4.1.4.1 Responsabilidades y deberes del administrador de la subasta.

a) Establecer, operar y mantener el sistema de subasta, el cual deberá estar disponible a más tardar veinte (20) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta.

b) Realizar a más tardar quince (15) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta, a través de una empresa especializada, una auditoría operativa y de sistemas para verificar el adecuado funcionamiento del sistema de subasta y certificar su correcta operación frente a las especificaciones técnicas, operativas y de seguridad, respecto del programa y de los equipos. Igualmente, deberá remitir el certificado de dicha auditoría al auditor de la subasta antes de la fecha programada para la realización de la subasta³¹.

a) Elaborar los reglamentos que considere necesarios para llevar a cabo las actividades encomendadas, los cuales deberán ser puestos a consideración de la CREG para su concepto de no objeción a más tardar sesenta (60) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta. En especial deberá establecer la estructura computacional y de comunicaciones requerida para el acceso al sistema de subasta, así como los canales formales para su comunicación con el administrador y con el subastador.

La CREG dará su concepto de no objeción, de tal manera que a más tardar cuarenta (40) días calendario antes de la realización de la subasta sean públicos los reglamentos.

b) Ofrecer e impartir la capacitación y asistencia necesaria en el manejo y operación del sistema de subasta a los vendedores y compradores a los que se hace referencia en la Resolución

c) Emitir los certificados de capacitación a las personas que la reciban y que demuestren un adecuado manejo y operación del sistema de subasta.

³¹ COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y gas CREG. Resolución 089 de 2013: Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

d) Contratar el auditor de la subasta, proceso que debe estar finalizado por lo menos treinta (30) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta.

e) Si el administrador de la subasta no desempeña el papel de subastador, deberá contratarlo, proceso que deberá estar finalizado por lo menos treinta (30) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta.

f) Definir e informar, por lo menos veinte (20) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta, el instrumento fiduciario mediante el cual se administrarán los mecanismos de cubrimiento de participación.

g) Realizar a más tardar quince (15) días calendario antes de la fecha programada para la realización de la subasta, a través de una empresa especializada, una auditoría de los sistemas computacionales y de comunicación requerida por cada uno de los compradores, y de sus correspondientes sistemas de respaldo, para verificar su adecuado funcionamiento. Los resultados de esta auditoría deberán ser remitidos al administrador de la subasta y al auditor de la subasta antes de la fecha programada para la realización de la subasta. Los compradores sólo podrán acceder al sistema de subasta desde equipos localizados en el territorio nacional.

c) Elaborar un documento en el que se señale el nombre de los vendedores y de los compradores habilitados para participar en la subasta. Este documento será confidencial y sólo lo conocerán el subastador y las autoridades competentes. La fecha de elaboración será definida en el cronograma que para tales efectos expida la CREG.

d) Entregar al representante legal de cada uno de los compradores habilitados para participar en la subasta, una clave de acceso al sistema de subasta. El comprador habilitado será el único responsable por el uso que sus operadores,

funcionarios o cualquier persona hagan de la clave de acceso y deberá velar porque la misma se mantenga y use bajo estricta reserva y seguridad. El administrador de la subasta podrá establecer el uso de firma digital que sustituya las claves de que trata el presente literal.

e) Suspender la subasta cuando sea requerido por el auditor de la subasta o el subastador de conformidad con las disposiciones del reglamento establecido.

f) Emitir los certificados en los que se informe a los vendedores habilitados y a los compradores habilitados el resultado de la subasta.

g) Conservar registros históricos, en medios electrónicos, de la totalidad de las operaciones realizadas durante el desarrollo de la subasta, de conformidad con las disposiciones legales vigentes en materia de conservación de documentos.

En desarrollo del servicio, el gestor del mercado será el administrador de la subasta. Hasta tanto se inicie la prestación de servicios por parte del gestor del mercado, se contratará a quien hará las veces de administrador de la subasta.

4.1.4.2 Responsabilidades y deberes del auditor de la subasta.

a) Verificar la correcta aplicación de la regulación prevista para la subasta.

b) Verificar que las comunicaciones con el administrador de la subasta y el subastador se realicen única y exclusivamente mediante los canales formales de comunicación establecidos por el administrador de la subasta.

c) Verificar que durante la subasta se sigan expresamente los pasos y reglas establecidos en este Anexo.

d) Informar al administrador de la subasta las situaciones en las que considere que el mismo administrador o el subastador no están dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación vigente, para que el administrador de la subasta tome los correctivos del caso de manera inmediata.

e) Informar a los órganos responsables de la inspección, vigilancia y control las situaciones en las que considere que los vendedores habilitados y los compradores habilitados no están dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación.

f) Solicitar al administrador la suspensión de la subasta cuando considere que no se está dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación.

g) Remitir a la CREG, dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a la finalización de la subasta, un informe en el cual se establezca, sin ambigüedades, si se dio cumplimiento o no a la regulación aplicable a dicho proceso. La Dirección Ejecutiva de la CREG publicará este informe mediante una circular.

Para los casos en los cuales el auditor de la subasta establezca que en la subasta respectiva no se dio cumplimiento a la regulación, el proceso adelantado no producirá efectos, y se programará la subasta de nuevo. Lo anterior sin perjuicio de las acciones penales y/o civiles y las actuaciones administrativas a que haya lugar contra las personas que hayan incumplido la regulación.

4.1.4.3 Responsabilidades y deberes del subastador.

a) Anunciar, al inicio de la ronda cero (0), el menor precio de reserva de cada producto y la oferta correspondiente a este precio.

b) Anunciar, al finalizar cada ronda: i) si hay exceso de demanda de cada producto; ii) el precio de cierre de cada producto en la siguiente ronda; iii) la oferta

correspondiente al precio de cierre de cada producto en la siguiente ronda; y iv) el tiempo de duración de la siguiente ronda.

c) Declarar el cierre de la subasta e informar el precio de adjudicación de la misma para cada uno de los productos.

Para cada uno de los productos, el subastador pondrá en conocimiento de los vendedores habilitados y de los compradores habilitados, única y exclusivamente la información señalada en este numeral.

4.1.4.4 Obligaciones de los compradores habilitados en relación con el uso del sistema de subasta.

a) Tener a su disposición la estructura operativa y el equipo computacional y de comunicaciones apropiado de acuerdo con las especificaciones operativas y técnicas establecidas por el administrador de la subasta.

b) Utilizar y operar el sistema de subasta única y exclusivamente a través del personal debidamente capacitado para el efecto por el administrador de la subasta, que haya recibido el respectivo certificado de capacitación emitido por éste.

c) Acreditar ante el administrador de la subasta el cumplimiento de las obligaciones a que se refieren los literales a) y a) de este numeral, previo al inicio de la subasta, mediante una declaración suscrita por el representante legal del comprador.

d) Permitir al administrador de la subasta la realización de las verificaciones a los sistemas computacionales y de comunicaciones utilizados por el comprador para su participación en la subasta.

e) Mantener las claves de acceso al sistema de subasta bajo su exclusiva responsabilidad y estrictos estándares de seguridad y confidencialidad.

f) Abstenerse de realizar actos contrarios a la libre competencia, actos contrarios a la legislación o a la regulación vigente y actos que afecten la transparencia del proceso o la adecuada formación de precios.

g) Informar de manera inmediata al administrador de la subasta cualquier error o falla del sistema de subasta.

4.1.4.5 Sistema de subasta. La plataforma tecnológica deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

a) Estar basada en protocolos de Internet.

b) Permitir el acceso a cada uno de los compradores habilitados desde el sitio en el territorio nacional donde estos dispongan de la infraestructura de computación y comunicaciones.

c) Mantener las bases de datos y servidores del sistema de subasta en el sitio que para tal fin establezca el administrador de la subasta.

d) Garantizar la autenticación de los usuarios que acceden al sistema.

e) Cumplir las exigencias establecidas en la legislación que rige en materia de comercio electrónico.

f) Tener un sistema que permita el manejo de información confidencial o sujeta a reserva legal.

g) Incluir sistemas de respaldo que garanticen la operación continúa durante el proceso de subasta.

h) Estar dotado de un registro de todos los procesos realizados en él, incluyendo el registro de ingreso de cada uno de los usuarios.

i) Contar con los sistemas de respaldo que el administrador de la subasta considere necesarios para el correcto funcionamiento del sistema. El administrador de la subasta no será responsable por la suspensión o interrupción de los servicios, ni por las deficiencias mecánicas, electrónicas o de *software* que se observen en la prestación del servicio, derivadas de las limitaciones tecnológicas propias del sistema computacional, ni por cualquier otro hecho que escape al control del administrador, como caso fortuito o fuerza mayor.

El administrador de la subasta deberá contar con diez (10) estaciones de trabajo disponibles para la utilización por parte de aquellos compradores habilitados cuyos sistemas computacionales o de comunicaciones presenten fallas por cualquier hecho que escape del control de los compradores.

4.1.4.6 Mecanismos de contingencia. Cuando el sistema de subasta se suspenda por las causas señaladas a continuación, se procederá como se establece para cada una de ellas:

a) Suspensión por fallas técnicas durante el transcurso de una ronda. Si el sistema de subasta interrumpe su operación por fallas técnicas durante el transcurso de una ronda y afecta total o parcialmente el servicio se procederá como sigue:

Una vez restablecida la operación del sistema de subasta, si a criterio del subastador existe tiempo suficiente durante el mismo día hábil para realizar de nuevo la ronda, el administrador procederá a informarlo. Esta ronda tendrá las

mismas condiciones de precio de cierre y duración vigentes de la ronda en la cual se suspendió el servicio del sistema de subasta. Antes de iniciar de nuevo la ronda el sistema deberá eliminar la totalidad de las ofertas realizadas durante la ronda en la cual se presentó la suspensión.

Una vez restablecida la operación del sistema de subasta, si a criterio del subastador no existe tiempo suficiente para realizar nuevamente la ronda, el administrador procederá a informarlo y la operación del sistema se suspenderá hasta el día hábil siguiente. La nueva ronda tendrá las mismas condiciones de precio de cierre y duración de la ronda en la cual se suspendió el servicio del sistema de subasta. Antes de iniciar de nuevo la ronda el sistema deberá eliminar la totalidad de las ofertas realizadas durante la ronda en la cual se presentó la suspensión.

b) Suspensión parcial de la operación del sistema de subasta. Se entenderá como suspensión parcial de la operación del sistema de subasta la falla asociada a las estaciones de trabajo de cualquiera de los compradores habilitados o de sus sistemas de comunicación.

Cuando se presente la suspensión parcial de la operación del sistema de subasta el comprador habilitado cuya estación de trabajo o sistema de comunicación falló deberá remitir, de acuerdo con la vía alterna establecida por el administrador de la subasta, las demandas de cada uno de los productos cumpliendo con la reglamentación vigente. Dichas demandas serán ingresadas al sistema de subasta conforme a los procedimientos establecidos por el administrador de la subasta.

El administrador de la subasta deberá informar estos mecanismos de contingencia a más tardar veinte (20) días calendario antes de la realización de la subasta³².

³² COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y gas CREG. Resolución 089 de 2013: Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

5. MEDIR LA EFECTIVIDAD DEL SISTEMA DE SUBASTA A TRAVÉS DE UN ANÁLISIS FINANCIERO Y COMERCIAL DE LA SUBASTA

Al analizar el mecanismo de la subasta a través de la utilización de conceptos y criterios financieros relativos a la inversión y financiación, resulta de la mayor importancia hacer énfasis en la productividad y rendimiento que deben generar los recursos monetarios utilizados por los participantes en la misma, a fin de determinar si este método resulta lo suficientemente atractivo en el marco de la oferta y demanda de portafolios de inversión que existen en el mercado de bienes transables.

5.1 DESARROLLO DE LA SUBASTA

5.1.1 Procedimiento de las subastas de gas natural

5.1.1.1 Tipo de subasta. Subasta de sobre cerrado.

5.1.1.2 Producto. Energía disponible, E_e , que se negociará mediante cada una de las subastas y que tendrá los siguientes atributos:

- a) Modalidad contractual: contrato firme.
- b) Punto de entrega, e : se deberá especificar el punto en el que se entregará el gas natural. Deberá ser un campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios.
- c) Duración: un (1) día.

5.1.1.3 Tamaño del producto. La cantidad de energía del producto E_e que se ofrece en las subastas y la requerida por cada comprador corresponderá a un múltiplo entero de un (1) MBTUD.

5.1.1.4 Cantidad disponible y precios de reserva. A más tardar a las 15:55 horas del Día D-1 los declarantes de información sobre suministro de gas natural le declararán al administrador de las subastas

Tabla 6. Declaración de cantidades no nominadas

Punto de entrega	Titular	Cantidad no nominada
e	s	$Q_{E_e,s}$

Fuente: COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y gas CREG. Resolución 089 de 2013: Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

Donde:

s : Titular de los derechos de suministro del gas no nominado para entrega en e . Puede ser un generador térmico titular de derechos de suministro de gas. El titular s actuará como un vendedor durante el desarrollo del procedimiento establecido en los numerales 0 y 0 de este Anexo.

$Q_{E_e,s}$: Cantidad de energía no nominada para el siguiente día de gas con entrega en e y cuyo titular es s . En el caso de un generador térmico t esta variable corresponderá a $Q_{E_e,t}$. Este valor se expresará en MBTUD.

En esta declaración no se deberán incluir las cantidades no nominadas como consecuencia de uno de los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña o de uno de los eventos eximentes de responsabilidad.

A más tardar a las 16:00 horas del Día D-1 los vendedores de gas natural le declararán al administrador de las subastas la información señalada

Tabla 7. Declaración de precios de reserva

Punto de entrega	Titular	Precio de reserva
e	s	$PR_{E_e,s}$

Fuente: COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y gas CREG. Resolución 089 de 2013: Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

Donde:

s : Titular de los derechos de suministro del gas no nominado con entrega en e . Puede ser un generador térmico titular de derechos de suministro de gas. El titular s actuará como un vendedor durante el desarrollo del procedimiento establecido en los numerales 0 y 0 de este Anexo.

$PR_{E_e,s}$: Precio de reserva del producto E_e declarado por el titular s . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

El precio $PR_{E_e,s}$ deberá ser superior o igual a cero (0) y no podrá tener más de dos (2) cifras decimales.

A más tardar a las 16:00 horas del Día D-1 los generadores térmicos que no hayan nominado la totalidad de la energía contratada, para el siguiente día de gas, le deberán informar al administrador de las subastas qué cantidad de energía no está disponible para las subastas. La cantidad informada por los generadores no será considerada parte de la energía disponible.

Si antes de las 16:00 horas el administrador de las subastas no recibe esta información del generador térmico t , el administrador de las subastas entenderá

que la cantidad de energía no disponible, $\tilde{Q}_{E_{e,t}}$, es cero (0). Por consiguiente entenderá que la totalidad de la energía no nominada por el generador térmico t está disponible para la subasta.

Si antes de las 16:00 horas el administrador de las subastas no recibe la declaración del precio de reserva, $PR_{E_{e,s}}$ del titular s , el administrador de las subastas entenderá que el titular s hizo su oferta al precio de reserva $PR_{E_{e,s}}$ igual a cero (0).

5.1.1.5 Publicación de la cantidad disponible.

Imagen 1. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas.

The screenshot shows the 'MIS OFERTAS' (My Offers) section of the gas market platform. The main table lists offers with the following data:

IDG	PRODUCTO	UM	MODALIDAD	SITIO ENTREGA	PERIODO ENTREGA	CANTIDAD VTA	PRECIO VTA	CANTIDAD COMPRA	PRECIO COMPRA
50314	Suministro de Gas	MBTUD	Firme	BALLENA	2016/11/08	3			
50315	Suministro de Gas	MBTUD	Firme	CLARINETE	2016/11/08	3,894			
50312	Suministro de Gas	MBTUD	Firme	CUSIANA	2016/11/08	20,515			
50313	Suministro de Gas	MBTUD	Firme	FLOREÑA	2016/11/08	150			

Below the main table, there are two smaller sections: 'MIS OFERTAS' and 'MIS CONTRATOS'. The 'MIS OFERTAS' section has columns for IDG, CANTIDAD, PRECIO, CANTIDAD NN, CANTIDAD ND, and TIPO OFERTA. The 'MIS CONTRATOS' section has columns for IDG, CANTIDAD, PRECIO, COMPRADOR, and VENDEDOR.

Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Disponible en: www.bmcbec.com.co

A más tardar a las 16:10 horas del Día D-1 el administrador de las subastas publicará la cantidad total de energía disponible en cada punto de entrega, Q_{E_e} , como se señala en la siguiente tabla:

Tabla 8. Cantidad total de energía disponible

Punto de entrega	Cantidad total, Q_{E_e}
------------------	---------------------------

e	$Q_{E_e} = \sum_s Q_{E_e,s} - \sum_t \tilde{Q}_{E_e,t}$
-----	---

Fuente: COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y gas CREG. Resolución 089 de 2013: Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

Donde:

Q_{E_e} : Cantidad total de energía disponible para el siguiente día de gas con entrega en e . Este valor se expresará en MBTUD.

$Q_{E_e,s}$: Cantidad de energía no nominada para el siguiente día de gas con entrega en e y cuyo titular es s . Incluye la energía no nominada por parte de los generadores térmicos titulares de derechos de suministro de gas. Este valor se expresará en MBTUD.

$\tilde{Q}_{E_e,t}$: Cantidad de energía no nominada para el siguiente día de gas con entrega en e y cuyo titular es el generador térmico t , la cual no está disponible para la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.

5.1.1.6 Recibo de las solicitudes de compra. A más tardar a las 16:35 horas del Día D-1, los compradores de gas natural que están interesados en comprar cantidades de energía del producto E_e enviarán sus solicitudes de compra al administrador de las subastas. Para estos efectos le presentarán cinco (5) puntos de su curva de demanda, según lo señalado

Tabla 9. Demanda del comprador

Preferencia	Cantidad demandada	Precio
i	$D_{E_e,j}(p^i_{E_e,j})$	$p^i_{E_e,j}$

Fuente: COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y gas CREG. Resolución 089 de 2013: Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

Donde:

i : Preferencia del comprador j . La variable i tomará los valores enteros de uno (1) a cinco (5).

$D_{E_e,j}(p^{i_{E_e,j}})$: Cantidad de energía del producto E_e que el comprador j está dispuesto a comprar al precio $p^{i_{E_e,j}}$, según su preferencia i . Este valor se expresará en MBTUD.

$p^{i_{E_e,j}}$: Precio que el comprador j está dispuesto a pagar por la cantidad $D_{E_e,j}(p^{i_{E_e,j}})$, según su preferencia i . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

La cantidad $D_{E_e,j}(p^{i_{E_e,j}})$ deberá ser un múltiplo entero de un (1) MBTUD, y deberá ser igual o inferior a la cantidad total de energía disponible, Q_{E_e} . Por su parte, el precio $p^{i_{E_e,j}}$ deberá ser superior o igual a cero (0) y no podrá tener más de dos (2) cifras decimales. Las solicitudes de compra que no cumplan con las condiciones indicadas se entenderán como no presentadas.

Imagen 2. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:

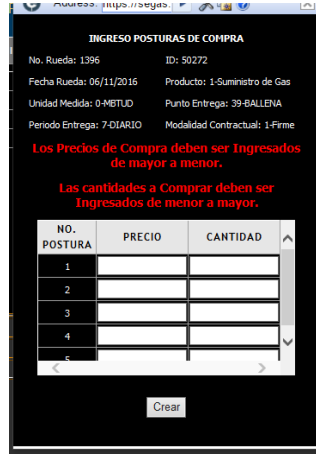
Rueda: SUVCP-SUMINISTRO Fase: 4 - Ingreso Posturas de Compra Hora Fase: 16:10 - 16:35 Participante: 230 - COMERCIALIZADORA ENERGETICA DEL ORIENTE S.A. ESP - ENERCOR SA ESP Punto: Seleccione Hora: 16:14:41 <input type="button" value="Buscar"/>												
IDG	PRODUCTO	UM	MODALIDAD	SITIO ENTREGA	PERIODO ENTREGA	CANTIDAD VTA	PRECIO VTA	CANTIDAD COMPRA	PRECIO COMPRA	OFR	MOD	ELIM
50272	Suministro de Gas	MBTUD	Firme	BALLENA	2016/11/07	3						
50273	Suministro de Gas	MBTUD	Firme	CLARINETE	2016/11/07	3,894						
50270	Suministro de Gas	MBTUD	Firme	CUSIANA	2016/11/07	38,887						
50271	Suministro de Gas	MBTUD	Firme	FLOREÑA	2016/11/07	326						

MIS OFERTAS					MIS CONTRATOS					
IDG	CANTIDAD	PRECIO	CANTIDAD NN	CANTIDAD ND	TIPO OFERTA	IDG	CANTIDAD	PRECIO	COMPRADOR	VENDEDOR

Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Disponible en: www.bmcbec.com.co

5.1.1.7 Ingreso de posturas.

Imagen 3. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:



Fuente: www.bmcbec.com.co

5.1.1.8 Desarrollo de las subastas. Entre las 16:35 y las 17:00 horas del Día D-1 el subastador dará aplicación al procedimiento de subasta de sobre cerrado. para cada producto E_e , como se dispone a continuación:

a) Con base en las cantidades $D_{E_e,j}(p_{i_{E_e,j}})$ y en los precios $p_{i_{E_e,j}}$ el subastador determinará la curva de demanda agregada de cada producto E_e , DA_{E_e} , la cual se formará conforme a lo establecido en la

Tabla 10. Demanda agregada del producto E_e , DA_{E_e}

Demanda agregada, DA_{E_e}	Precio, pd_{E_e}
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,m\acute{a}x})$	$pd_{E_e,m\acute{a}x}$
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,m\acute{a}x-1})$	$pd_{E_e,m\acute{a}x-1}$
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,m\acute{a}x-2})$	$pd_{E_e,m\acute{a}x-2}$

(...)	(...)
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,min+1})$	$pd_{E_e,min+1}$
$\sum_j D_{E_e,j}(pd_{E_e,min})$	$pd_{E_e,min}$

Fuente: COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y gas CREG. Resolución 089 de 2013: Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

Donde:

$D_{E_e,j}(pd_{E_e})$: Cantidad de energía del producto E_e que el comprador j está dispuesto a comprar al precio pd_{E_e} . Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de demanda del comprador j que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la tabla. Este valor se expresará en MBTUD.

pd_{E_e} : Cada uno de los precios que los compradores j están dispuestos a pagar por el producto E_e . Esta variable tomará los valores ordenados en forma descendente desde $pd_{E_e,max}$ hasta $pd_{E_e,min}$.

$pd_{E_e,max}$: Es el mayor de los precios $pi_{E_e,j}$ declarados por todos los compradores j , según la tabla. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$pd_{E_e,min}$: Es el menor de los precios $pi_{E_e,j}$ declarados por todos los compradores j , según la tabla. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$pd_{E_s, \text{m}á\text{x}-1}, \dots, pd_{E_s, \text{m}í\text{n}+1}$: Son los precios $pi_{E_s, j}$ declarados por todos los compradores j , según la tabla, organizados de mayor a menor entre $pd_{E_s, \text{m}á\text{x}}$ y $pd_{E_s, \text{m}í\text{n}}$. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

b) Con base en las cantidades $Q_{E_s, s}$ y $\tilde{Q}_{E_s, t}$ y en los precios $PR_{E_s, s}$ el subastador determinará la curva de oferta agregada de cada producto E_s , OA_{E_s} , la cual se formará conforme a lo establecido en la tabla 12.. Para estos efectos se aplicarán los siguientes pasos.

- i. Establecer la curva de oferta del producto E_s para cada vendedor, como se dispone en la tabla 11.

Tabla 11. Oferta de cada vendedor s

Cantidad ofrecida	Precios
Cero (0)	$0 < po_{E_s} < PR_{E_s, s}$
$O_{E_s, s}(PR_{E_s, s})$	$po_{E_s} \geq PR_{E_s, s}$

Fuente: COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y gas CREG. Resolución 089 de 2013: Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

Donde:

$O_{E_s, s}(PR_{E_s, s})$: Cantidad de energía del producto E_s que el vendedor s está dispuesto a vender al precio $PR_{E_s, s}$. En el caso de los generadores térmicos t esta cantidad se determinará como la diferencia entre

$Q_{E_e,t}$ y $\tilde{Q}_{E_e,t}$. En el caso de los demás titulares de derechos de suministro de gas esta cantidad será igual a $Q_{E_e,s}$. Este valor se expresará en MBTUD.

po_{E_e} : Precio al que un vendedor está dispuesto a vender la energía del producto E_e . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$PR_{E_e,s}$: Precio de reserva del producto E_e declarado por el vendedor s . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

ii. Establecer la curva de oferta agregada de cada producto E_e , OA_{E_e} , la cual se formará conforme a lo establecido en la tabla 12.

Tabla 12. Oferta agregada del producto E_e , OA_{E_e}

Oferta agregada, OA_{E_e}	Precio, po_{E_e}
$\sum_s O_{E_e,s}(PR_{E_e,\text{mín}})$	$PR_{E_e,\text{mín}}$
$\sum_s O_{E_e,s}(PR_{E_e,\text{mín}+1})$	$PR_{E_e,\text{mín}+1}$
$\sum_s O_{E_e,s}(PR_{E_e,\text{mín}+2})$	$PR_{E_e,\text{mín}+2}$
(...)	(...)
$\sum_s O_{E_e,s}(PR_{E_e,\text{máx}-1})$	$PR_{E_e,\text{máx}-1}$
$\sum_s O_{E_e,s}(PR_{E_e,\text{máx}})$	$PR_{E_e,\text{máx}}$

Fuente: COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y gas CREG. Resolución 089 de 2013: Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

Donde:

$O_{E_e, s}(p_{O_{E_e}})$: Cantidad de energía del producto E_e que el vendedor s está dispuesto a vender al precio $p_{O_{E_e}}$. Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de oferta del vendedor s según la tabla 11. Este valor se expresará en MBTUD.

$p_{O_{E_e}}$: Precio al que un vendedor s está dispuesto a vender la energía del producto E_e . Esta variable tomará los valores ordenados en forma ascendente desde $PR_{E_e, \min}$ hasta $PR_{E_e, \max}$.

$PR_{E_e, \min}$: Es el menor de los precios de reserva declarados por todos los vendedores s , según la tabla de declaración de precios de reserva. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$PR_{E_e, \max}$: Es el mayor de los precios de reserva declarados por todos los vendedores s , según la tabla de declaración de precios de reserva. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

$PR_{E_e, \min+1}, \dots, PR_{E_e, \max-1}$: Son los precios de reserva declarados por todos los vendedores s según la tabla de declaración de precios de reserva, organizados de menor a mayor entre $PR_{E_e, \min}$ y

$PR_{E_e.m\acute{a}x}$. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

c) El subastador superpondrá la curva de demanda agregada, DA_{E_e} , y la curva de oferta agregada, OA_{E_e} , para establecer el resultado de la subasta de acuerdo con los siguientes tres (3) casos:

i. Si las dos (2) curvas tienen un único punto en común ($Q_{E_e}^*, p^*$), éste determinará la cantidad total de energía adjudicada, $Q_{E_e}^*$, y el precio de adjudicación, p^* .

A cada comprador que haya declarado una disposición a pagar mayor a p^* y no haya declarado una disposición a pagar igual a p^* se le asignará, al precio de adjudicación p^* , la cantidad de energía que está dispuesto a comprar al precio p^* . Esto se determinará con base en la curva de demanda del comprador que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la tabla de demanda del comprador.

A cada comprador que haya declarado entre sus preferencias una disposición a pagar igual a p^* se le asignará la cantidad de energía que resulte de aplicar la Ecuación 1:

Ecuación 1

$$\tilde{D}_{E_e,k} = D_{E_e,k}(p_{E_e,k}^i = p^*) - \left[\left(\sum_j D_{E_e,j}(p^*) \right) - Q_{E_e}^* \right] \times \left[\frac{D_{E_e,k}(p_{E_e,k}^i = p^*)}{\sum_k D_{E_e,k}(p_{E_e,k}^i = p^*)} \right]$$

Donde:

- k : Comprador j que declaró entre sus preferencias, según la tabla de demanda del comprador, una disposición a pagar igual a p^* .
- $\tilde{D}_{E_s,k}$: Cantidad de energía del producto E_s que se adjudica al comprador k . Este valor se expresará en MBTUD.
- $D_{E_s,k}(p_{E_s,k} = p^*)$: Cantidad de energía del producto E_s que el comprador k declaró estar dispuesto a comprar al precio p^* . Este valor se expresará en MBTUD.
- $D_{E_s,j}(p^*)$: Cantidad de energía del producto E_s que el comprador j está dispuesto a comprar al precio p^* . Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de demanda del comprador j que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la tabla de demanda del comprador. Este valor se expresará en MBTUD.
- $Q_{E_s}^*$: Cantidad total de energía del producto E_s adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.

A cada vendedor cuyo precio de reserva es menor al precio p^* se le asignará la totalidad de la cantidad de energía ofrecida en la subasta, $O_{E_s,s}$.

A cada vendedor cuyo precio de reserva es igual al precio p^* se le asignará la cantidad de energía resultante de aplicar la Ecuación 2:

Ecuación 2

$$\tilde{O}_{E_e,z} = O_{E_e,z}(PR_{E_e,z} = p^*) - \left[\left(\sum_s O_{E_e,s}(p^*) \right) - Q_{E_e}^* \right] \times \left[\frac{O_{E_e,z}(PR_{E_e,z} = p^*)}{\sum_z O_{E_e,z}(PR_{E_e,z} = p^*)} \right]$$

Donde:

z : Vendedor s que declaró un precio de reserva, $PR_{E_e,z}$, igual a p^* .

$\tilde{O}_{E_e,z}$: Cantidad de energía del producto E_e que se adjudica al vendedor z . Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{E_e,z}(PR_{E_e,z} = p^*)$: Cantidad de energía del producto E_e que el vendedor z declaró estar dispuesto a vender a un precio de reserva igual a p^* . Este valor se expresará en MBTUD.

$O_{E_e,s}(p^*)$: Cantidad de energía del producto E_e que el vendedor s está dispuesto a vender al precio p^* . Esta cantidad de energía se determinará con base en la curva de oferta del vendedor s según la tabla 11. Este valor se expresará en MBTUD.

$Q_{E_e}^*$: Cantidad total de energía del producto E_e adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.

ii. Si las dos (2) curvas tienen más de un punto en común, se aplicarán las siguientes reglas para determinar $Q_{E_e}^*$ y p^* :

(1) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de precio, este precio corresponderá al precio de adjudicación p^* y el subastador tomará la

máxima cantidad ofrecida a dicho precio como la cantidad de energía adjudicada, $Q_{E_s}^*$.

(2) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de cantidad, esta cantidad corresponderá a la cantidad de energía adjudicada, $Q_{E_s}^*$, y el subastador tomará el menor de los precios declarados por los compradores j , $pd_{E_s, \min}$, según lo establecido en la

(4) , como el precio de adjudicación de la subasta, p^* .

Una vez determinados la cantidad y el precio de adjudicación de la subasta, $Q_{E_s}^*$ y p^* , el subastador dará aplicación a lo establecido en el numeral i anterior para determinar la cantidad que debe adjudicar a cada uno de los compradores y de los vendedores.

iii. Si las dos (2) curvas no tienen ningún punto en común, la cantidad total adjudicada será cero (0).

d) Tras la terminación de la subasta, una vez adjudicadas las cantidades a los compradores y a los vendedores, el administrador de las subastas definirá las partes de los contratos buscando minimizar el número de los mismos. Para estos efectos el administrador de las subastas:

i. Hará una lista de los vendedores s del producto E_s dejando en el primer lugar a aquel con la mayor cantidad asignada para la venta y en el último lugar a aquel con la menor cantidad asignada para la venta.

ii. Hará una lista de los compradores j del producto E_s dejando en el primer lugar a aquel con la mayor cantidad asignada para la compra y en el último lugar a aquel con la menor cantidad asignada para la compra.

iii. Con base en estas listas determinará las partes de los contratos. El primer comprador de la lista celebrará un contrato con el primer vendedor de la lista. Los siguientes compradores en la lista celebrarán contratos con los vendedores con las mayores cantidades residuales del producto E_g . Si a un comprador se le asignó una cantidad mayor a la asignada al respectivo vendedor, el administrador de las subastas determinará sus contrapartes buscando minimizar el número de contratos mediante los pasos de los numerales i y ii anteriores.

5.1.1.9 Información de los resultados de las subastas. A más tardar a las 17:00 horas del Día D-1 el administrador de las subastas informará a los compradores y a los vendedores el resultado de las mismas.

Imagen 4. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:

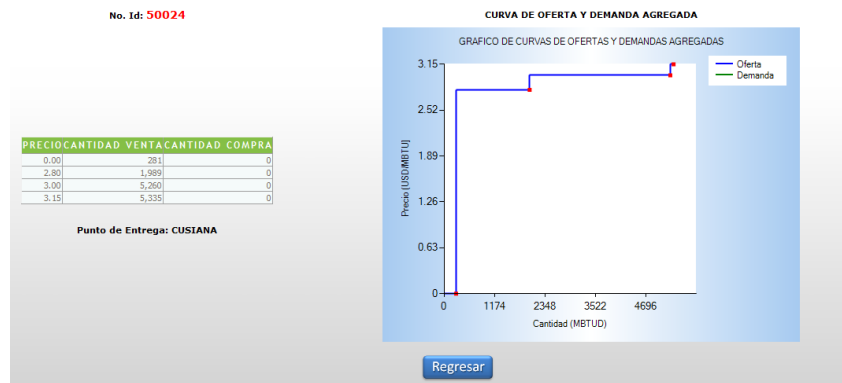
Rueda: SUVCP-SUMINISTRO Fase: F - Finalizada Hora Fase: Participante: 230 - COMERCIALIZADORA ENERGETICA DEL ORIENTE S.A. ESP - ENERCOR SA ESP Punto: Seleccione Buscar Hora: 17:05:40											
IDG	PRODUCTO	UM	MODALIDAD	SITIO ENTREGA	PERIODO ENTREGA	CANTIDAD VTA	PRECIO VTA	CANTIDAD COMPRA	PRECIO COMPRA	NOTAS	GRAF
50024	Suministro de Gas	MBTUD	Firme	CUSIANA	2016/11/02	0	0.00	0	0.00	Con posturas de venta	
50025	Suministro de Gas	MBTUD	Firme	FLOREÑA	2016/11/02	0	0.00	0	0.00	Con posturas de venta	
50026	Suministro de Gas	MBTUD	Firme	BALLENA	2016/11/02	0	0.00	0	0.00	Con posturas de venta	
50027	Suministro de Gas	MBTUD	Firme	CLARINETE	2016/11/02	0	0.00	0	0.00	Con posturas de venta	

MIS OFERTAS						MIS CONTRATOS				
IDG	CANTIDAD	PRECIO	CANTIDAD NN	CANTIDAD ND	TIPO OFERTA	IDG	CANTIDAD	PRECIO	COMPRADOR	VENDEDOR

Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Disponible en: www.bmcbec.com.co

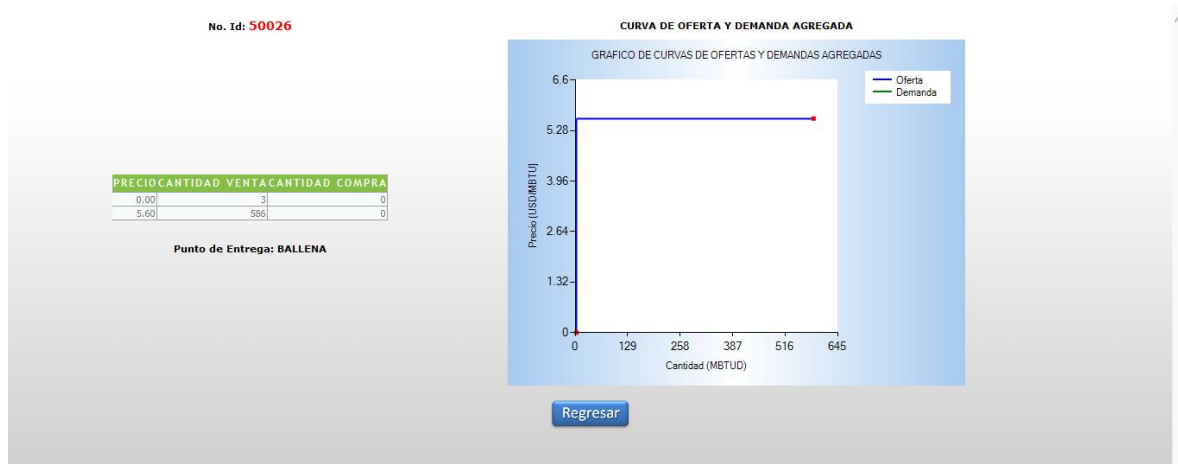
5.1.1.10 Curvas de cierre – calce de operaciones.

Imagen 5. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:



Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Disponible en: www.bmcbec.com.co

Imagen 6. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:



Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Disponible en: www.bmcbec.com.co

5.1.1.11 Certificados de gas emitidos. Una vez surtido este proceso, el administrador de las subastas expedirá los correspondientes certificados de asignación de los productos E_g .

Imagen 7. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:

	CERTIFICADO DE ASIGNACIÓN COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL	No. de Operación 8799		
	Fecha de Negociación (YYYY/MM/DD): 2016/03/14			
SUMINISTRO DE GAS				
Vendedor: Madigas Ingenieros S.A.E.S.P	Comprador: COMERCIALIZADORA ENERGETICA DEL ORIENTE S.A. ESP - ENERCOR SA ESP			
ID del Participante: 192	ID del Participante: 230			
Nit: 822001073	Nit: 900189881			
Tipo de Participante: COMERCIALIZADOR	Tipo de Participante: COMERCIALIZADOR			
Consultado en: ACACIAS	Domiciliado en: BOGOTÁ D.C.			
Mail: ingenieria@madigas.com.co	Mail: gllizaraz@enercor-saesp.com			
Telefono: 6568555	Telefono: 7046844			
Han negociado el producto que se detalla a continuación:				
PRODUCTO	Suministro de Gas	Modalidad Contractual	Ruta / Punto de Entrega	Duración
		Firme	CUSIANA	1 - Día
Con los siguientes resultados:				
Cantidad / Capacidad Asignada		Unidad:		
3		MBTUD		
Precio de Adjudicación (USD/MBTU) (US\$ KPC)				
0				
<small>NOTA: El vendedor y el respectivo comprador serán responsables de suscribir el contrato de compraventa en donde se deberá reflejar los resultados de la presente subasta o negociación. De igual forma, coordinarán los aspectos operativos requeridos, tales como el proceso de nominación, conforme a la regulación vigente.</small>				
Expedido por:				
Juan Carlos Méndez				

Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Disponible en: www.bmcbec.com.co

5.1.2 Procedimiento de las subastas de transporte.

5.1.2.1 Tipo de subasta. Subasta de sobre cerrado.

5.1.2.2 Producto. Capacidad de transporte disponible, C_r , que se negociará mediante cada una de las subastas y que tendrá los siguientes atributos:

- a) Modalidad contractual: contrato firme.
- b) Ruta, r : se deberá especificar la ruta del SNT en la que hay capacidad de transporte disponible.
- c) Duración: un (1) día.

5.1.2.3 Tamaño del producto. La capacidad del producto C_r que se ofrece en las subastas y la requerida por cada comprador corresponderá a un múltiplo entero de un (1) KPCD.

5.1.2.4 Capacidad de transporte disponible y precios de reserva. A más tardar a las 16:50 horas del Día D-1 los declarantes de información sobre capacidad de transporte le declararán al administrador de las subastas la información señalada en la tabla 13.

Tabla 13. Declaración de capacidades no nominadas

Ruta	Titular	Capacidad no nominada
r	v	$Q_{C_r,v}$

Fuente: COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y gas CREG. Resolución 089 de 2013: Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

Donde:

- r : Ruta en la que estará disponible la capacidad de transporte.
- v : Titular de los derechos de la capacidad de transporte no nominada en la ruta r . Puede ser un generador térmico titular de derechos de capacidad de transporte. El titular v actuará como un vendedor durante el desarrollo del procedimiento establecido.

$Q_{C_r,v}$: Capacidad de transporte no nominada para el siguiente día de gas en la ruta r y cuyo titular es v . En el caso de un generador térmico t esta variable corresponderá a $Q_{C_r,t}$. Este valor se expresará en KPCD.

En esta declaración no se deberán incluir las capacidades no nominadas como consecuencia de uno de los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña o de uno de los eventos eximentes de responsabilidad.

A más tardar a las 16:55 horas del Día D-1 los vendedores de capacidad de transporte le declararán al administrador de las subastas la información señalada en la Tabla 14:

Tabla 14. Declaración de precios de reserva

Ruta	Titular	Precio de reserva
r	v	$PR_{C_r,v}$

Fuente: COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y gas CREG. Resolución 089 de 2013: Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

Donde:

r : Ruta en la que estará disponible la capacidad de transporte.

v : Titular de los derechos de la capacidad de transporte no nominada en la ruta r . Puede ser un generador térmico titular de derechos de capacidad de transporte. El titular v actuará como un vendedor durante el desarrollo del procedimiento establecido.

$PR_{C_r,v}$: Precio de reserva del producto C_r declarado por el titular v . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

El precio $PR_{C_r,v}$ deberá ser superior o igual a cero (0) y no podrá tener más de dos (2) cifras decimales.

A más tardar a las 16:55 horas del Día D-1 los generadores térmicos que no hayan nominado la totalidad de la capacidad de transporte contratada, para el siguiente día de gas, le deberán informar al administrador de las subastas qué capacidad de transporte no está disponible para las subastas. La capacidad informada por los generadores no será considerada parte de la capacidad de transporte disponible.

Si antes de las 16:55 horas el administrador de las subastas no recibe esta información del generador térmico t , el administrador de las subastas entenderá que la capacidad de transporte no disponible, $\tilde{Q}_{C_r,t}$, es cero (0). Por consiguiente entenderá que la totalidad de la capacidad de transporte no nominada por el generador térmico t está disponible para la subasta.

Si antes de las 16:55 horas el administrador de las subastas no recibe la declaración del precio de reserva, $PR_{C_r,v}$ del titular v , el administrador de las subastas entenderá que el titular v hizo su oferta al precio de reserva $PR_{C_r,v}$ igual a cero (0).

5.1.2.5 Publicación de la capacidad disponible. A más tardar a las 17:05 horas del Día D-1, el administrador de las subastas publicará la capacidad total disponible en cada ruta, Q_{C_r} , como se señala en la Tabla 15.

Tabla 15. Capacidad total disponible

Ruta	Capacidad total, Q_{C_r}
r	$Q_{C_r} = \sum_v Q_{C_r,v} - \sum_t \tilde{Q}_{C_r,t}$

Fuente: COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y gas CREG. Resolución 089 de 2013: Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

Donde:

r : Ruta en la que estará disponible la capacidad de transporte.

Q_{C_r} : Capacidad total disponible para el siguiente día de gas en la ruta r . Este valor se expresará en KPCD.

$Q_{C_r,v}$: Capacidad de transporte no nominada para el siguiente día de gas en la ruta r y cuyo titular es v . Incluye la capacidad de transporte no nominada por parte de los generadores térmicos titulares de derechos de capacidad de transporte. Este valor se expresará en KPCD.

$\tilde{Q}_{C_r,t}$: Capacidad de transporte no nominada para el siguiente día de gas, en la ruta r , cuyo titular es un generador térmico t , la cual no está disponible para la subasta. Este valor se expresará en KPCD.

Imagen 8. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:

IDG	PRODUCTO	UM	MODALIDAD	RUTA	PERIODO ENTREGA	CANTIDAD VTA	PRECIO VTA	CANTIDAD COMPRA	PRECIO COMPRA
50052	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	APIAY - USME	2018/11/02	5			
50055	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	BALLENA - BARRANCABERMEJA	2018/11/02	61,098			
50060	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	BALLENA - LA MAMI	2018/11/02	208,501			
50057	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	BALLENA - PEREIRA	2018/11/02	1,379			
50059	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	BALLENA - SEBASTOPOL	2018/11/02	3,127			
50056	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	BALLENA - VASCONIA	2018/11/02	0			
50058	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	BALLENA - YUMBO/CALI	2018/11/02	125			
50030	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	BARRANCABERMEJA - BUCARAMANGA	2018/11/02	195			

MIS OFERTAS					MIS CONTRATOS					
IDG	CANTIDAD	PRECIO	CANTIDAD NN	CANTIDAD ND	TIPO OFERTA	IDG	CANTIDAD	PRECIO	COMPRADOR	VENDEDOR

Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Disponible en: www.bmcbec.com.co

5.1.2.6 Recibo de las solicitudes de compra. A más tardar a las 17:30 horas del Día D-1, los compradores de capacidad de transporte que están interesados en comprar capacidad del producto C_r , enviarán sus solicitudes de compra al administrador de las subastas. Para estos efectos le presentarán cinco (5) puntos de su curva de demanda, según lo señalado en la Tabla 16.

Tabla 16. Demanda del comprador w

Preferencia	Capacidad demandada	Precio
i	$D_{C_{r,w}}(p_{i_{C_{r,w}}})$	$p_{i_{C_{r,w}}}$

Fuente: COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y gas CREG. Resolución 089 de 2013: Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

Donde:

i : Preferencia del comprador w . La variable i tomará los valores enteros de uno (1) a cinco (5).

$D_{C_r,w}(pi_{C_r,w})$: Capacidad del producto C_r que el comprador w está dispuesto a comprar al precio $pi_{C_r,w}$, según su preferencia i . Este valor se expresará en KPCD.

$pi_{C_r,w}$: Precio que el comprador w está dispuesto a pagar por la capacidad $D_{C_r,w}(pi_{C_r,w})$, según su preferencia i . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

La capacidad $D_{C_r,w}(pi_{C_r,w})$ deberá ser un múltiplo entero de un (1) KPCD, y deberá ser igual o inferior a la capacidad total disponible, Q_{C_r} . Por su parte, el precio $pi_{C_r,w}$ deberá ser superior o igual a cero (0) y no podrá tener más de dos (2) cifras decimales. Las ofertas que no cumplan con las condiciones indicadas se entenderán como no presentadas.

5.1.2.7 Ingreso de posturas.

Imagen 9. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:

Rueda: SUVCP-TRANSPORTE. Fase: 4 - Ingreso Posturas de Compra. Hora Fase: 17:05 - 17:30. Participante: 230 - COMERCIALIZADORA ENERGETICA DEL ORIENTE S.A. ESP - ENERCOR SA ESP. Ruta: Seleccione. Hora: 17:06:29.												
IDG	PRODUCTO	UM	MODALIDAD	RTA	PERIODO ENTREGA	CANTIDAD VTA	PRECIO VTA	CANTIDAD COMPRA	PRECIO COMPRA	OFR	MOD	ELIM
50052	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	APIAY - USME	2016/11/02	5						
50055	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	BALLENA - BARRANCABERMEJA	2016/11/02	61,098						
50060	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	BALLENA - LA MAMI	2016/11/02	208,501						
50057	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	BALLENA - PEREIRA	2016/11/02	1,379						
50059	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	BALLENA - SEBASTOPOL	2016/11/02	3,127						
50056	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	BALLENA - VASCONIA	2016/11/02	0						
50058	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	BALLENA - YUMBO/CALI	2016/11/02	125						
50030	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	BARRANCABERMEJA - BUCARAMANGA	2016/11/02	195						

MIS OFERTAS						MIS CONTRATOS				
IDG	CANTIDAD	PRECIO	CANTIDAD NN	CANTIDAD ND	TIPO OFERTA	IDG	CANTIDAD	PRECIO	COMPRADOR	VENDEDOR

Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Disponible en: www.bmcbec.com.co

Imagen 10. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas

INGRESO POSTURAS DE COMPRA

No. Rueda: 1386 ID: 50052
 Fecha Rueda: 01/11/2015 Producto: 2-Capacidad de Transporte
 Unidad Medida: 0-KPCD Ruta: 13-APIAY
 Periodo Entrega: 7-DIARIO Modalidad Contractual: 1-Firme

Los Precios de Compra deben ser Ingresados de mayor a menor.
Las cantidades a Comprar deben ser Ingresados de menor a mayor.

POSTURA	PRECIO	CANTIDAD
1		
2		
3		
4		
5		

Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Disponible en: www.bmcbec.com.co

5.1.2.8 Desarrollo de las subastas. Entre las 17:30 y las 17:55 horas del Día D-1 el subastador dará aplicación al procedimiento de subasta de sobre cerrado para cada producto C_r , como se dispone a continuación:

a) Con base en las cantidades $D_{C_r, w}(p_{i_{C_r, w}})$ y en los precios $p_{i_{C_r, w}}$ el subastador determinará la curva de demanda agregada de cada producto C_r , DA_{C_r} , la cual se formará conforme a lo establecido en la Tabla 17.

Tabla 17. Demanda agregada del producto C_r , DA_{C_r}

Capacidad agregada, DA_{C_r}	Precio, pd_{C_r}
$\sum_w D_{C_r, w}(pd_{C_r, máx})$	$pd_{C_r, máx}$
$\sum_w D_{C_r, w}(pd_{C_r, máx-1})$	$pd_{C_r, máx-1}$
$\sum_w D_{C_r, w}(pd_{C_r, máx-2})$	$pd_{C_r, máx-2}$
...	...
$\sum_w D_{C_r, w}(pd_{C_r, mín+1})$	$pd_{C_r, mín+1}$
$\sum_w D_{C_r, w}(pd_{C_r, mín})$	$pd_{C_r, mín}$

Fuente: COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y gas CREG. Resolución 089 de 2013: Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

Donde:

$D_{C_r, w}(pd_{C_r})$: Capacidad del producto C_r que el comprador w está dispuesto a comprar al precio pd_{C_r} . Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de demanda del comprador w que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la tabla de demanda del comprador. Este valor se expresará en KPCD.

- pd_{C_r} : Cada uno de los precios que los compradores w están dispuestos a pagar por el producto C_r . Esta variable tomará los valores ordenados en forma descendente desde $pd_{C_r.máx}$ hasta $pd_{C_r.mín}$.
- $pd_{C_r.máx}$: Es el mayor de los precios $pi_{C_r.w}$ declarados por todos los compradores w , según la tabla de demanda del comprador. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.
- $pd_{C_r.mín}$: Es el menor de los precios $pi_{C_r.w}$ declarados por todos los compradores w , según la tabla de demanda del comprador.. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.
- $pd_{C_r.máx-1}, \dots, pd_{C_r.mín+1}$: Son los precios $pi_{C_r.w}$ declarados por todos los compradores w , según la tabla de demanda del comprador., organizados de mayor a menor entre $pd_{C_r.máx}$ y $pd_{C_r.mín}$. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

b) Con base en las capacidades $Q_{C_r.v}$ y $\tilde{Q}_{C_r.t}$ y en los precios $PR_{C_r.v}$ el subastador determinará la curva de oferta agregada en cada producto C_r , OA_{C_r} , la cual se formará conforme a lo establecido en la Tabla 19. Para estos efectos se aplicarán los siguientes pasos.

- i. Establecer la curva de oferta del producto C_r para cada vendedor, como se dispone en la tabla 13 Oferta de cada vendedor.

Tabla 18. Oferta de cada vendedor v

Capacidad ofrecida	Precios
Cero (0)	$0 < p_{o_{C_r}} < PR_{C_r,v}$
$O_{C_r,v}(PR_{C_r,v})$	$p_{o_{C_r}} \geq PR_{C_r,v}$

Fuente: COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y gas CREG. Resolución 089 de 2013: Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

Donde:

$O_{C_r,v}(PR_{C_r,v})$: Capacidad del producto C_r que el vendedor v está dispuesto a vender al precio $PR_{C_r,v}$. En el caso de los generadores térmicos t esta capacidad se determinará como la diferencia entre $Q_{C_r,t}$ y $\tilde{Q}_{C_r,t}$. En el caso de los demás titulares de derechos de capacidad de transporte esta capacidad será igual a $Q_{C_r,v}$. Este valor se expresará en KPCD.

$p_{o_{C_r}}$: Precio al que un vendedor está dispuesto a vender la capacidad del producto C_r . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

$PR_{C_r,v}$: Precio de reserva del producto C_r declarado por el vendedor v . Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

ii. Establecer la curva de oferta agregada de cada producto C_r , OA_{C_r} , la cual se formará conforme a lo establecido la Tabla 19.

Tabla 19. Oferta agregada del producto C_r , OA_{C_r}

Cantidad agregada, OA_{C_r}	Precio, $p_{o_{C_r}}$
$\sum_v O_{C_r,v}(PR_{C_r,\min})$	$PR_{C_r,\min}$

Cantidad agregada, OA_{C_r}	Precio, po_{C_r}
$\sum_v O_{C_r,v}(PR_{C_r,\text{mín}+1})$	$PR_{C_r,\text{mín}+1}$
$\sum_v O_{C_r,v}(PR_{C_r,\text{mín}+2})$	$PR_{C_r,\text{mín}+2}$
...	...
$\sum_v O_{C_r,v}(PR_{C_r,\text{máx}-1})$	$PR_{C_r,\text{máx}-1}$
$\sum_v O_{C_r,v}(PR_{C_r,\text{máx}})$	$PR_{C_r,\text{máx}}$

Fuente: COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y gas CREG. Resolución 089 de 2013: Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

Donde:

$O_{C_r,v}(po_{C_r})$: Capacidad del producto C_r que el vendedor v está dispuesto a vender al precio po_{C_r} . Esta capacidad se determinará con base en la curva de oferta del vendedor v según la tabla de oferta de cada vendedor. Este valor se expresará en KPCD.

po_{C_r} : Precio al que un vendedor v está dispuesto a vender la capacidad del producto C_r . Esta variable tomará los valores ordenados en forma ascendente desde $PR_{C_r,\text{mín}}$ hasta $PR_{C_r,\text{máx}}$.

$PR_{C_r,\text{mín}}$: Es el menor de los precios de reserva declarados por todos los vendedores v , según la tabla de declaración de precios de reserva. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

$PR_{C_r, \text{máx}}$: Es el mayor de los precios de reserva declarados por todos los vendedores v , según la tabla de declaración de precios de reserva. Este valor se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

$PR_{C_r, \text{mín}+1}, \dots, PR_{C_r, \text{máx}-1}$: Son los precios de reserva declarados por todos los vendedores v según la tabla de declaración de precios de reserva, organizados de menor a mayor entre $PR_{C_r, \text{mín}}$ y $PR_{C_r, \text{máx}}$. Estos valores se expresarán en dólares de los Estados Unidos de América por KPC.

c) El subastador superpondrá la curva de demanda agregada, DA_{C_r} , y la curva de oferta agregada, OA_{C_r} , para establecer el resultado de la subasta, de acuerdo con los siguientes tres (3) casos:

i. Si las dos (2) curvas tienen un único punto en común $(Q_{C_r}^*, p^*)$, éste determinará la capacidad total de transporte adjudicada, $Q_{C_r}^*$, y el precio de adjudicación, p^* .

A cada comprador que haya declarado una disposición a pagar mayor a p^* y no haya declarado una disposición a pagar igual a p^* se le asignará, al precio de adjudicación p^* , la capacidad de transporte que está dispuesto a comprar al precio p^* . Esto se determinará con base en la curva de demanda del comprador que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la tabla de demanda del comprador.

A cada comprador que haya declarado entre sus preferencias una disposición a pagar igual a p^* se le asignará la capacidad de transporte que resulte de aplicar la Ecuación 3:

Ecuación 3

$$\tilde{D}_{C_r,x} = D_{C_r,x}(pi_{C_r,x} = p^*) - \left[\left(\sum_w D_{C_r,w}(p^*) \right) - Q_{C_r}^* \right] \times \left[\frac{D_{C_r,x}(pi_{C_r,x} = p^*)}{\sum_x D_{C_r,x}(pi_{C_r,x} = p^*)} \right]$$

Donde:

x : Comprador v que declaró entre sus preferencias, según la tabla de demanda del comprador, una disposición a pagar igual a p^* .

$\tilde{D}_{C_r,x}$: Capacidad del producto C_r que se adjudica al comprador x . Este valor se expresará en KPCD.

$D_{C_r,x}(pi_{C_r,x} = p^*)$: Capacidad del producto C_r que el comprador x declaró estar dispuesto a comprar al precio p^* . Este valor se expresará en KPCD.

$D_{C_r,w}(p^*)$: Capacidad del producto C_r que el comprador w está dispuesto a comprar al precio p^* . Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de demanda del comprador w que se forma a partir de sus cinco (5) preferencias declaradas según la tabla de demanda del comprador. Este valor se expresará en KPCD.

$Q_{C_r}^*$: Capacidad total del producto C_r adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en KPCD.

A cada vendedor cuyo precio de reserva es menor al precio p^* se le asignará la totalidad de la capacidad de transporte ofrecida en la subasta, $O_{C_r,v}$.

A cada vendedor cuyo precio de reserva es igual al precio p^* se le asignará la capacidad de transporte resultante de aplicar la Ecuación 4:

Ecuación 4

$$\tilde{O}_{C_r,y} = O_{C_r,y}(PR_{C_r,y} = p^*) - \left[\left(\sum_v O_{C_r,v}(p^*) \right) - Q_{C_r}^* \right] \times \left[\frac{O_{C_r,y}(PR_{C_r,y} = p^*)}{\sum_y O_{C_r,y}(PR_{C_r,y} = p^*)} \right]$$

Donde:

y : Vendedor v que declaró un precio de reserva, $PR_{C_r,y}$, igual a p^* .

$\tilde{O}_{C_r,y}$: Capacidad del producto C_r que se adjudica al vendedor y . Este valor se expresará en KPCD.

$O_{C_r,y}(PR_{C_r,y} = p^*)$: Capacidad del producto C_r que el vendedor y declaró estar dispuesto a vender a un precio de reserva igual a p^* . Este valor se expresará en KPCD.

$O_{C_r,v}(p^*)$: Capacidad del producto C_r que el vendedor v está dispuesto a vender al precio p^* . Esta capacidad de transporte se determinará con base en la curva de oferta del vendedor v según la tabla de demanda del comprador. Este valor se expresará en KPCD.

$Q_{C_r}^*$: Capacidad total del producto C_r adjudicada en la subasta. Este valor se expresará en MBTUD.

ii. Si las dos (2) curvas tienen más de un punto en común, se aplicarán las siguientes reglas para determinar $Q_{C_r}^*$ y p^* :

(1) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de precio, éste precio corresponderá al precio de adjudicación p^* y el subastador tomará la máxima capacidad ofrecida a dicho precio como la capacidad de transporte adjudicada, $Q_{C_r}^*$.

(2) Cuando las dos (2) curvas coinciden para un mismo nivel de capacidad, esta capacidad corresponderá a la capacidad de transporte adjudicada, $Q_{C_r}^*$, y el subastador tomará el menor de los precios declarados por los compradores w , $pd_{C_r, min}$, según lo establecido en la tabla de demanda agregada del producto, como el precio de adjudicación de la subasta, p^* .

Una vez determinados la capacidad y el precio de adjudicación de la subasta, $Q_{C_r}^*$ y p^* , el subastador dará aplicación a lo establecido en el numeral i anterior para determinar la capacidad que debe adjudicar a cada uno de los compradores y de los vendedores.

iii. Si las dos (2) curvas no tienen ningún punto en común, la capacidad total adjudicada será cero (0).

d) Tras la terminación de la subasta, una vez adjudicadas las capacidades a los compradores y a los vendedores, el administrador de la subasta definirá las partes de los contratos buscando minimizar el número de los mismos. Para estos efectos el administrador de las subastas:

- i. Hará una lista de los vendedores v del producto C_r dejando en el primer lugar a aquel con la mayor capacidad asignada para la venta y en el último lugar a aquel con la menor capacidad asignada para la venta.
- ii. Hará una lista de los compradores w del producto C_r dejando en el primer lugar a aquel con la mayor capacidad asignada para la compra y en el último lugar a aquel con la menor capacidad asignada para la compra.
- iii. Con base en estas listas determinará las partes de los contratos. El primer comprador de la lista celebrará un contrato con el primer vendedor de la lista. Los siguientes compradores en la lista celebrarán contratos con los vendedores con las mayores capacidades residuales del producto C_r . Si a un comprador se le asignó una capacidad mayor a la asignada al respectivo vendedor, el administrador de las subastas determinará sus contrapartes buscando minimizar el número de contratos mediante los pasos de los numerales i y ii anteriores.

5.1.2.10 Curvas de cierre – calce de operaciones.

Imagen 11. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:

The screenshot shows the 'Gestor del Mercado de gas' interface. At the top, there are filters for 'Rueda' (SUVCP-TRANSPORTE), 'Fase' (5 - Calce de Operaciones), 'Hora' (17:30 - 17:55), 'Participante' (230 - COMERCIALIZADORA ENERGETICA DEL ORIENTE S.A. ESP - ENERCOR SA ESP), and 'Ruta' (Selecione). Below this is a table of offers:

IDG	PRODUCTO	UM	MODALIDAD	RUTA	PERIODO ENTREGA	CANTIDAD VTA	PRECIO VTA	CANTIDAD COMPRA	PRECIO COMPRA	NOTAS	GRAF
50316	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	BARRANCABERMEJA - BUCARAMANGA	2016/11/08	0	0.00	0	0.00	Con posturas de venta	
50317	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	YUMBO/CALI - CALI	2016/11/08	0	0.00	0	0.00	Con posturas de venta	
50318	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	SEBASTOPOL - MEDELLIN	2016/11/08	0	0.00	0	0.00	Con posturas de venta	
50319	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	BALLENA - LA MAM	2016/11/08	0	0.00	0	0.00	Con posturas de venta	
50320	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	LA CRESCENTE - SINCELEJO	2016/11/08	0	0.00	0	0.00	Con posturas de venta	
50321	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	LA MAM - BARRANQUILLA	2016/11/08	0	0.00	0	0.00	Con posturas de venta	
50322	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	BARRANQUILLA - CARTAGENA	2016/11/08	0	0.00	0	0.00	Con posturas de venta	
50323	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	CARTAGENA - SINCELEJO	2016/11/08	0	0.00	0	0.00	Con posturas de venta	
50324	Capacidad de Transporte	KPCD	Firme	CARTAGENA - MMBUENAVENTURA	2016/11/08	0	0.00	0	0.00	Con posturas de venta	

Below the table are two empty tables:

MIS OFERTAS

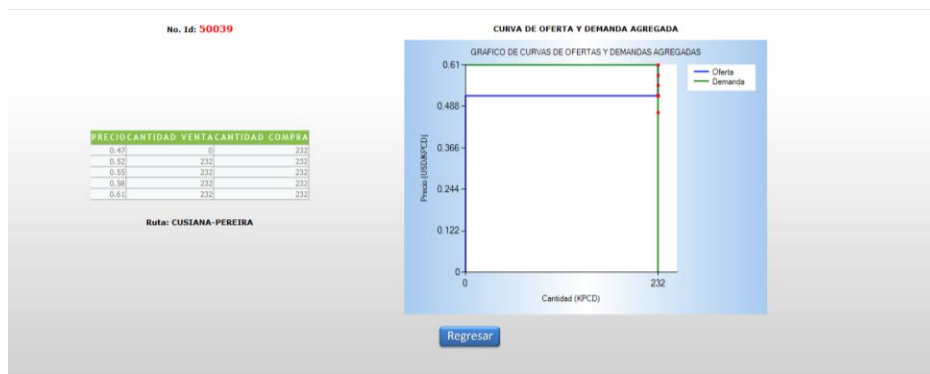
IDG	CANTIDAD	PRECIO	CANTIDAD NN	CANTIDAD ND	TIPO OFERTA

MIS CONTRATOS

IDG	CANTIDAD	PRECIO	COMPRADOR	VENDEDOR

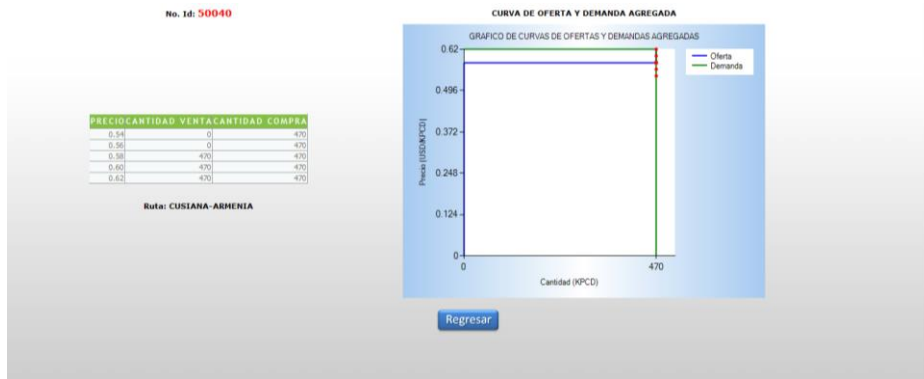
Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Disponible en: www.bmcbec.com.co

Imagen 12. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:



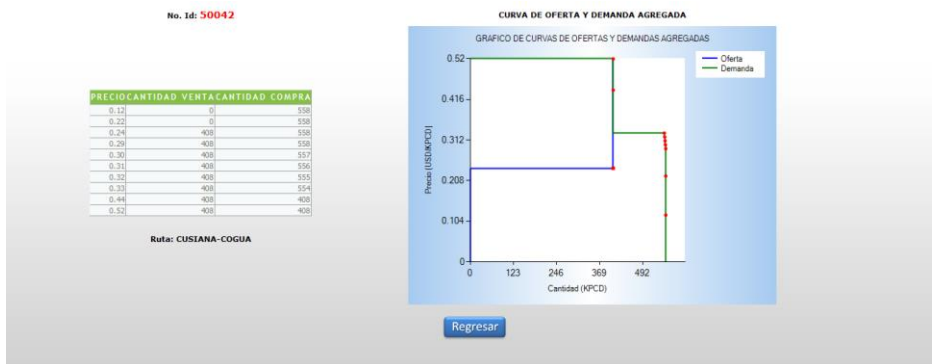
Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Disponible en: www.bmcbec.com.co

Imagen 13. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:



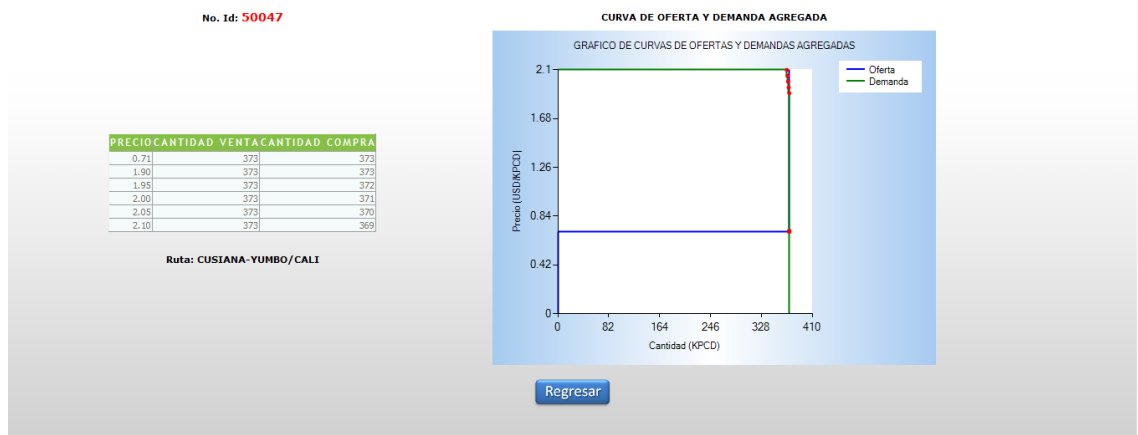
Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Disponible en: www.bmcbec.com.co

Imagen 14. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:



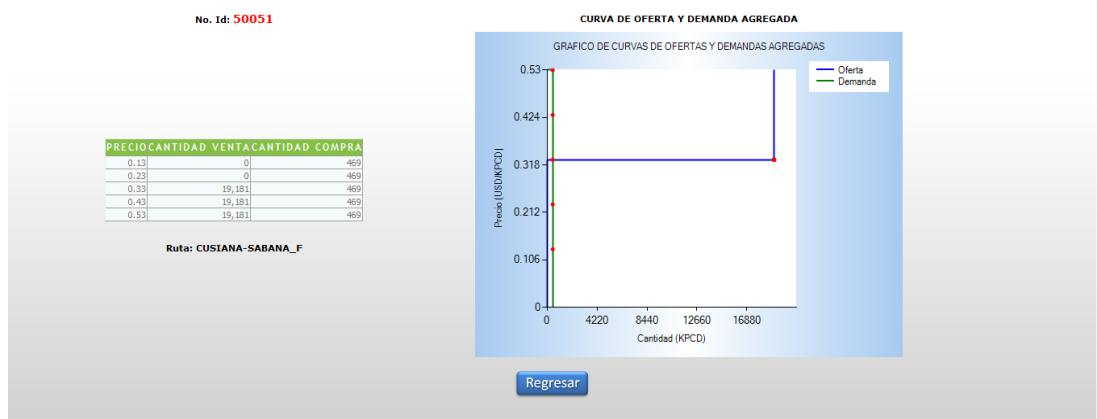
Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Disponible en: www.bmcbec.com.co

Imagen 15. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:



Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Disponible en: www.bmcbec.com.co

Imagen 16. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:



Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Disponible en: www.bmcbec.com.co

A más tardar a las 17:55 horas del Día D-1 el administrador de las subastas informará a los compradores y a los vendedores el resultado de las mismas.



5.1.2.11 Certificados de gas emitidos. Una vez surtido este proceso, el administrador de las subastas expedirá los correspondientes certificados de asignación de los productos C_T .

Imagen 17. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:

<p>GESTOR DEL MERCADO DE GAS NATURAL DE COLOMBIA</p>	<p>CERTIFICADO DE ASIGNACIÓN COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL</p>	<p>No. de Operación 13684</p>										
	<p>Fecha de Negociación (YYYY/MM/DD): 2016/11/01</p>											
<p>TRANSPORTE</p>												
<p>Vendedor: ORGANIZACION TERPEL S.A</p> <p>ID del Participante: 254 Nº: 830095213 Tipo de Participante: USUARIO NO REGULADO Domiciliado en: BOGOTÁ D.C. Mail: alejandro.molinar@terpel.com Teléfono: 3175353</p>	<p>Comprador: COMERCIALIZADORA ENERGETICA DEL ORIENTE S.A. ESP - EMERCOR SA ESP</p> <p>ID del Participante: 230 Nº: 900189881 Tipo de Participante: COMERCIALIZADOR Domiciliado en: BOGOTÁ D.C. Mail: gmizarazo@enercor-saesps.com Teléfono: 7046844</p>											
<p>Han negociado el producto que se detalla a continuación:</p>												
<table border="1"> <thead> <tr> <th>PRODUCTO</th> <th>Capacidad de Transporte</th> <th>Modalidad Contractual</th> <th>Ruta / Punto de Entrega</th> <th>Duración</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td>Firme</td> <td>CUSIANA - PEREIRA</td> <td>1 - Día</td> </tr> </tbody> </table>	PRODUCTO	Capacidad de Transporte	Modalidad Contractual	Ruta / Punto de Entrega	Duración			Firme	CUSIANA - PEREIRA	1 - Día		
PRODUCTO	Capacidad de Transporte	Modalidad Contractual	Ruta / Punto de Entrega	Duración								
		Firme	CUSIANA - PEREIRA	1 - Día								
<p>Con los siguientes resultados:</p>												
<table border="1"> <tr> <td>Cantidad / Capacidad Asignada</td> <td>Unidad:</td> </tr> <tr> <td>232</td> <td>KPCD</td> </tr> </table>		Cantidad / Capacidad Asignada	Unidad:	232	KPCD							
Cantidad / Capacidad Asignada	Unidad:											
232	KPCD											
<table border="1"> <tr> <td>Precio de Adjudicación (US\$/METU) (US\$/KPC)</td> </tr> <tr> <td>0.32</td> </tr> </table>		Precio de Adjudicación (US\$/METU) (US\$/KPC)	0.32									
Precio de Adjudicación (US\$/METU) (US\$/KPC)												
0.32												
<p>NOTA: El vendedor y el respectivo comprador serán responsables de suscribir el contrato de compraventa en donde se deberá reflejar los resultados de la presente subasta o negociación. De igual forma, coordinarán los aspectos operativos requeridos, tales como el proceso de nominación, conforme a la regulación vigente.</p>												
<p>Expedido por:</p> <p></p> <p>Juan Carlos Neira Gerente del Mercado de Gas</p>												



Fuente BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Disponible en: www.bmcbec.com.co

Imagen 18. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:

 GESTOR DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA <small>UN MERCADO DE LA BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA</small>	CERTIFICADO DE ASIGNACIÓN COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL	No. de Operación 13685		
	Fecha de Negociación (YYYY/MM/DD): 2016/11/01			
TRANSPORTE				
Vendedor: ORGANIZACION TERPEL S.A ID del Participante: 254 Nit: 830095213 Tipo de Participante: USUARIO NO REGULADO Domiciliado en: BOGOTA D.C. Mail: alejandro.molinares@terpel.com Telefono: 3175353	Comprador: COMERCIALIZADORA ENERGETICA DEL ORIENTE S.A. ESP - ENERCOR SA ESP ID del Participante: 230 Nit: 900189881 Tipo de Participante: COMERCIALIZADOR Domiciliado en: BOGOTA D.C. Mail: gkizarazo@enercor-saesp.com Telefono: 7046844			
Han negociado el producto que se detalla a continuación:				
PRODUCTO	Capacidad de Transporte	Modalidad Contractual	Ruta / Punto de Entrega	Duración
		Firme	CUSIANA - ARMENIA	1 - Dia
Con los siguientes resultados:				
Cantidad / Capacidad Asignada		Unidad:		
470		KPCD		
Precio de Adjudicación (US\$/MBTU) (US\$/KPC)				
0.58				
NOTA: El vendedor y el respectivo comprador serán responsables de suscribir el contrato de compraventa en donde se deberá reflejar los resultados la presente subasta o negociación. De igual forma, coordinarán los aspectos operativos requeridos, tales como el proceso de nominación, conforme a la regulación vigente.				
Expedido por:  Juan Carlos Neira <small>Gerente del Mercado de Gas</small>				



Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Disponible en: www.bmcbec.com.co

Imagen 19. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:

 GESTOR DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA <small>UN MERCADO DE LA BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA</small>	CERTIFICADO DE ASIGNACIÓN COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL	No. de Operación 13686		
	Fecha de Negociación (YYYY/MM/DD): 2016/11/01			
TRANSPORTE				
Vendedor: ORGANIZACION TERPEL S.A ID del Participante: 254 Nit: 830095213 Tipo de Participante: USUARIO NO REGULADO Domiciliado en: BOGOTA D.C. Mail: alejandro.molinares@terpel.com Telefono: 3175353	Comprador: COMERCIALIZADORA ENERGETICA DEL ORIENTE S.A. ESP - ENERCOR SA ESP ID del Participante: 230 Nit: 900189881 Tipo de Participante: COMERCIALIZADOR Domiciliado en: BOGOTA D.C. Mail: gkizarazo@enercor-saesp.com Telefono: 7046844			
Han negociado el producto que se detalla a continuación:				
PRODUCTO	Capacidad de Transporte	Modalidad Contractual	Ruta / Punto de Entrega	Duración
		Firme	CUSIANA - COGUA	1 - Dia
Con los siguientes resultados:				
Cantidad / Capacidad Asignada		Unidad:		
408		KPCD		
Precio de Adjudicación (US\$/MBTU) (US\$/KPC)				
0.33				
NOTA: El vendedor y el respectivo comprador serán responsables de suscribir el contrato de compraventa en donde se deberá reflejar los resultados la presente subasta o negociación. De igual forma, coordinarán los aspectos operativos requeridos, tales como el proceso de nominación, conforme a la regulación vigente.				
Expedido por:  Juan Carlos Neira <small>Gerente del Mercado de Gas</small>				



Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Disponible en: www.bmcbec.com.co

Imagen 20. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:

 GESTOR DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA <small>UN MEMBRO DE LA BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA</small>	CERTIFICADO DE ASIGNACIÓN COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL	No. de Operación 13688		
	Fecha de Negociación (YYYY/MM/DD): 2016/11/01			
TRANSPORTE				
Vendedor: GAS NATURAL S.A ESP ID del Participante: 183 Nit: 800007813 Tipo de Participante: COMERCIALIZADOR Domiciliado en: BOGOTA D.C. Mail: compras_energia_gas@gasnaturalliferosa.com Telefono: 3485500	Comprador: COMERCIALIZADORA ENERGETICA DEL ORIENTE S.A. ESP - ENERCOR SA ESP ID del Participante: 230 Nit: 900189881 Tipo de Participante: COMERCIALIZADOR Domiciliado en: BOGOTA D.C. Mail: gkizarazo@enercor-saesps.com Telefono: 7046844			
Han negociado el producto que se detalla a continuación:				
PRODUCTO	Capacidad de Transporte	Modalidad Contractual	Ruta / Punto de Entrega	Duracion
		Firme	CUSIANA - SABANA_F	1 - Dia
Con los siguientes resultados:				
Cantidad / Capacidad Asignada		Unidad:		
439		KPCD		
Precio de Adjudicación (US\$/MBTU) (US\$ KPC)				
0.33				
NOTA: El vendedor y el respectivo comprador serán responsables de suscribir el contrato de compraventa en donde se deberá reflejar los resultados la presente subasta o negociación. De igual forma, coordinarán los aspectos operativos requeridos, tales como el proceso de nominación, conforme a la regulación vigente.				
Expedido por:  _____ Juan Carlos Neira				

Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Disponible en: www.bmcbec.com.co

Imagen 21. Tomada desde la plataforma del Gestor del Mercado de gas:

 GESTOR DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA <small>UN MEMBRO DE LA BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA</small>	CERTIFICADO DE ASIGNACIÓN COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL	No. de Operación 13690		
	Fecha de Negociación (YYYY/MM/DD): 2016/11/01			
TRANSPORTE				
Vendedor: ORGANIZACION TERPEL S.A ID del Participante: 254 Nit: 838095213 Tipo de Participante: USUARIO NO REGULADO Domiciliado en: BOGOTA D.C. Mail: alejandro.molinares@terpel.com Telefono: 3173533	Comprador: COMERCIALIZADORA ENERGETICA DEL ORIENTE S.A. ESP - ENERCOR SA ESP ID del Participante: 230 Nit: 900189881 Tipo de Participante: COMERCIALIZADOR Domiciliado en: BOGOTA D.C. Mail: gkizarazo@enercor-saesps.com Telefono: 7046844			
Han negociado el producto que se detalla a continuación:				
PRODUCTO	Capacidad de Transporte	Modalidad Contractual	Ruta / Punto de Entrega	Duracion
		Firme	CUSIANA - SABANA_F	1 - Dia
Con los siguientes resultados:				
Cantidad / Capacidad Asignada		Unidad:		
30		KPCD		
Precio de Adjudicación (US\$/MBTU) (US\$ KPC)				
0.33				
NOTA: El vendedor y el respectivo comprador serán responsables de suscribir el contrato de compraventa en donde se deberá reflejar los resultados la presente subasta o negociación. De igual forma, coordinarán los aspectos operativos requeridos, tales como el proceso de nominación, conforme a la regulación vigente.				
Expedido por:  _____ Juan Carlos Neira Gerente del Mercado de Gas				

Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Disponible en: www.bmcbec.com.co

5.2 ANALISIS COMERCIAL

En los asuntos comerciales, es la CREG ha jugado un papel fundamental en la Reglamentación del mismo; es así como se presenta se considera de gran importancia destaca los siguientes aspectos:

- Registro ante el Gestor del mercado de gas para poder participar en las subastas.
- Oportunidad de conocer de ampliar el horizonte de proveedores y clientes del mercado con los cuales se podrá hacer posteriormente intercambio comercial directo.
- Ampliación de cobertura de servicio a través del mejoramiento del portafolio de clientes y proveedores.
- Oportunidad para ofrecer y lograr la comercialización de capacidad ociosa.
- El inadecuado uso de la información ha permitido en casos excepcionales la competencia desleal con precios de venta por debajo del costo.
- Ampliar jornadas laborales de carácter estratégico que permitan la satisfacción de una demanda específica una vez terminado el proceso de subasta en la cual se hayan obtenido adjudicaciones.
- Diseñar estrategias de comercialización que permitan reducción significativa de costos mediante la compra de transporte por tramos y el empalme de los mismos en puntos de intersección.

- Conocer la disponibilidad de suministro de gas por cada pozo conectado al Sistema Nacional de transporte y también conocer la capacidad de producción de los pozos menores desde los cuales podemos crear nuevos proyectos.

5.3 ANALISIS FINANCIERO

Considerando que es de vital importancia el manejo idóneo de los recursos que se aplican en el ámbito de la comercialización del gas natural, en la búsqueda de obtener óptimos rendimientos financieros

- ✓ Se debe contar con liquidez para realizar prepagos diarios de los diferentes productos adjudicados, sin liquidez
- ✓ Adquirir suministro de gas ocasional a tarifas que oscilan entre un 10% y 15% más económica que en las negociaciones directas previamente realizadas dependiendo de la coyuntura del mercado en ese momento.
- ✓ Ahorros aproximadamente de 80% en las tarifas unitarias de transporte cuando hay un solo demandante del servicio específico.
- ✓ Pagos de horas adicionales a los funcionarios que trabajan por turnos, más carga prestacional.

6. CONCLUSIONES

Después de haber realizado el presente trabajo se hace pertinente comentar los diferentes escenarios en que se desenvuelve el sector del gas natural en Colombia en sus diferentes estamentos que lo constituyen.

- La modalidad de subasta en la que vale la pena participar es en la SUBASTA DE USELO O VENDALO DE CORTO PLAZO EN TRASNSPORTE DE GAS, por cuanto conlleva beneficios económicos a los compradores pues se logra una disminución significativa en el costo del transporte por ruta, llegando inclusive hasta reducir el 80%.
- En la SUBASTA DE USELO O VENDALO DE CORTO PLAZO EN TRASNSPORTE DE GAS encontramos aspectos positivos como: Adquisición de nuevos contactos de proveedores y clientes potenciales que podrían contribuir eficazmente al crecimiento de los negocios de los participantes; permite hacer ajustes en las cuentas de balance de gas y abastecimiento nuevos mercados a través de enlace de rutas de transporte.
- En la SUBASTA DE USELO O VENDALO DE CORTO PLAZO EN SUMINISTRO DE GAS, es muy frecuente que se respete el precio de adjudicación y en consecuencia no resulta atractiva para los participantes.
- Las SUBASTAS DE USELO O VENDALO A LARGO PLAZO tanto en SUMINISTRO como en TRANSPORTE DE GAS, son atractivas para las negociaciones de capacidades en FIRME en el mediano y largo plazo porque permiten un margen de rentabilidad sostenible al mismo tiempo que garantiza el abastecimiento oportuno de la demanda negociada y la estabilidad en la prestación del servicio a pesar de que los costos se mantienen estables.

- Existen vacíos normativos que permiten que algunos participantes de las SUBASTAS DE USELO O VENDALO DE CORTO PLAZO interpreten a su libre albedrío los resultados que no les favorezcan y por ende desisten de los compromisos adquiridos.
- El vacío en la norma referente al reporte de las capacidades de transporte excedentarias permite que no haya completa transparencia en las cifras que salen a subasta teniendo en cuenta que los participantes pueden manipular el reporte de acuerdo a su conveniencia.

7. RECOMENDACIONES

Teniendo en cuenta las conclusiones obtenidas en el punto anterior, se considera pertinente formular las siguientes recomendaciones o sugerencias:

- ✓ Se sugiere que se replanteen los tiempos para cierre de subastas diarias con horarios más amplios, lo cual evitará el cierre de contratos de manera precipitada con las nefastas consecuencias que eso trae para las partes involucradas.

- ✓ Sería conveniente que dentro de la pareja de cargos de cierre en la subasta se incluya el 2% del impuesto de transporte, el 3% de cuota de fomento y 1% por pérdidas para que sea equitativa la distribución de los cargos adicionales inherentes al proceso.

- ✓ Se recomienda que el gobierno establezca las normas precisas y concretas relacionadas con las garantías de pago a los participantes de las subastas.

BIBLIOGRAFÍA

COLOMBIA, AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH - ITANSUCA. 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. Junio de 2010. Contrato N° ANH-FEN 01-49/2010. Informe Fase IA y IB.

COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME. Análisis de oferta y demanda de gas natural en Colombia 2013 [en línea]. [Citado 30 de Octubre de 2016]. Disponible en internet: http://www.sipg.gov.co/sipg/portals/0/gn/analisis_oferta_demanda_gn_colombia_2013.pdf

COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. La Cadena del Gas Natural en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética. 2006.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución 089 de 2013: Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

_____. Resolución CREG 001 de 2000. (Enero 20 de 2000). Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-2000-CREG001-2000>

_____. Resolución CREG 039 de 1.995, Resolución CREG 061 de 1983. Diario Oficial No. 46.134 de 27 de diciembre de 2005

_____. Incentivo en el margen de comercialización para compras de gas a través de la negociación directa [en línea]. [Citado 30 de Octubre de 2016]. Disponible en internet: [http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/eab143d4f3e790da05257c00007d248e/\\$file/d-092-13%20propuesta%20complementaria%20resoluci%c3%93n%20creg%20103%20de%202010.pdf](http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/eab143d4f3e790da05257c00007d248e/$file/d-092-13%20propuesta%20complementaria%20resoluci%c3%93n%20creg%20103%20de%202010.pdf)

_____. Informe de gestión y de resultados 2013 de la CREG [en línea]. [Citado 30 de Octubre de 2016]. Disponible en internet: http://www.creg.gov.co/html/cache/gallery/GC-1/G-4/informe_gestion_creg__2013.pdf

_____. Proceso de selección del gestor del mercado de gas natural en Colombia. Décimo segundo conjunto de preguntas y respuestas [en línea]. 14 de septiembre de 1998 [Citado 30 de Octubre de 2016]. Disponible en internet: http://www.creg.gov.co/phocadownload/mercado_gas_2013/20131220_decimosegundo_conjunto.pdf

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. AOM: Administración, Operación y Mantenimiento. La Cadena del Gas Natural en Colombia.

CONSTITUYENTE, Honorable Asamblea. Constitución política de Colombia, 1991. Colombia: Editorial Legis, 1991.

CORTÉS, Enrique Amorocho; VILLAMIZAR, Germán Oliveros. Apuntes sobre energía y recursos energéticos. Universidad Autónoma de Bucaramanga, UNAB. 2000.

DURÁ JUEZ, Pedro. Teoría de Subastas y reputación del Vendedor. Monografías, 2003, no 3.

GORDON, D. V.; GUNSCH, K. y PAWLUK, C. V. A natural monopoly in natural gas transmission. En: Energy Economics, 2002, vol. 25, no 5, p. 473-485.

HOLZ, Franziska; VON HIRSCHHAUSEN, Christian; KEMFERT, Claudia. A strategic model of European gas supply (GASMOD). Energy Economics, 2008, vol. 30, no 3, p. 766-788.

ISAGEN. Análisis de Mercado de gas natural y su regulación [en línea]. [Citado 30 de Octubre de 2016]. Disponible en internet: http://www.isagen.com.co/comunicados/Presentacion_dia_del_analista_Gas_Natural_V2.pdf

JOODE Jeeron. "Transmission capacity management in the natural gas market" [en línea]. Ph.d Candidate, Delft University of Technology. 2006. Disponible en http://newsletter.epfl.ch/mir/newspaper-rticle?np_id=75&np_eid=21&catid=0.

MARRUGO ARNEDO, Verena Del Carmen. Crecimiento económico y desarrollo humano en Colombia (2000–2010). Revista de economía del Caribe, 2013, no 11.

MCAFEE, R. Preston; MCMILLAN, John. Auctions and bidding. Journal of economic literature, 1987, vol. 25, no 2, p. 699-738.

OLAYA Y. y ISAAC D. Modeling for Policy assessment in the natural gas industry. Operational Research Society 56(10): 20041122-1131.

OMEL-EPEX. Price Coupling of Regions. European Energy Regulators. 2009. Recuperado de http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/eer_home/eer_initiatives/eri/south-west/meetings1/other_meetings/rcc-pxs-ec%20on%20market%20coupling/dd/20090224%20pcr_ec%20meeting_v2.pdf.

PORTAFOLIO. Análisis/Gas Natural: Menores costos para los industriales [en línea]. Abril 07 de 2014. [Citado 30 de Octubre de 2016]. Disponible en internet: <http://m.portafolio.co/opinion/analisis-gas-natural-menores-costos-los-industriales>

SHUBIK, Martin. Auctions, bidding, and markets: an historical sketch. Auctions, bidding, and contracting, 1983, p. 165-191.

STOFT, Steven. Power system economics. Journal of Energy Literature, vol. 8. 2002, p. 94-99.

WIKIPEDIA. Concepto de subasta [en línea]. [Citado 30 de Octubre de 2016]. Disponible en internet: <http://es.wikipedia.org/wiki/Subasta>