

Cómo está el mercado mayorista de gas en Colombia



HEMBERTH SUÁREZ LOZANO

Estudios de postgrado de especialización en Derecho Contencioso Administrativo, Servicios Públicos Domiciliarios, Derecho Minero Energético y Regulación de Energía Eléctrica y Gas. Profesor de Derecho de Hidrocarburos en la Universidad de La Sabana. Árbitro de la Cámara de Comercio de Bogotá en la especialidad de Energéticos y Derecho Administrativo.

AUTORES EXTRANJEROS



SUMARIO:

- I. Breve descripción.
- II. Ensayo.
 1. Nuevas normas de asignación y administración de áreas para exploración y producción de hidrocarburos en Colombia.
 - 1.1. Proceso competitivo permanente.
 - 1.2. Terminación del contrato por decisión de la autoridad ambiental.
 - 1.3. Creación de nueva clasificación de las áreas.
 - 1.4. Ajustes en los requisitos de habilitación de los proponentes.
 - 1.5. Otros aspectos que cambiaron.
 2. Gas natural en el mercado mayorista.

ESPECIAL

ADVOCATUS 135

RESUMEN:

El presente artículo tiene como propósito analizar el estado regulatorio en que se hallan las actividades de producción y exploración de hidrocarburos junto con la comercialización de gas natural en el mercado mayorista en Colombia. Asimismo, explica los principales cambios que conllevó el nuevo reglamento de asignación de áreas para la exploración y producción de hidrocarburos, el alcance de dichas normas, los mecanismos empleados para la comercialización del gas natural en el mercado primario y qué agentes participan en cada uno de los sub-mercados, haciendo especial énfasis en la forma como lo puede hacer el agente Comercializador de Gas Natural Importado.

Palabras clave: Gas Natural, Regulación Normativa, Exploración y producción de hidrocarburos, Mercado mayorista, Comercialización de Gas Natural.

ABSTRACT:

The purpose of this article is to analyze the regulatory status of hydrocarbon production and exploration activities along with the commercialization of natural gas in the wholesale market in Colombia. It also explains the main changes that the new regulation brought for the designation of areas for the exploration and production of hydrocarbons, the scope of said regulations, the mechanisms used to commercialize natural gas in the primary market, and which agents participate in each of them.

Keywords: Natural Gas, Normative regulation, Exploration and production of hydrocarbons, Primary market, Natural Gas merchandising.

I. BREVE DESCRIPCIÓN

En Colombia desde el año 2013 se formalizaron los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural en dos sub-mercados, uno es el mercado primario que es donde los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural; también es el mercado donde los transportadores de gas natural pueden vender su capacidad de transporte. El otro sub-mercado es el secundario, que es donde se desarrollan las transacciones de los derechos disponibles de suministro de gas y de capacidad de transporte.

El propósito de este ensayo es hacer mención del estado regulatorio en que se encuentran las actividades de producción y exploración de hidrocarburos junto con la comercialización de gas natural en el mercado mayorista. Para lo anterior se explicarán los principales cambios que llegaron con el nuevo reglamento de asignación de áreas para la exploración y producción de hidrocarburos, cuál es el alcance de las normas recientemente expedidas en la industria de los hidrocarburos, los mecanismos que se utilizan para la comercialización del gas natural en el mercado primario y qué agentes participan en cada uno de los sub-mercados, haciendo especial énfasis en la forma cómo lo

puede hacer el agente comercializador de gas natural importado.

II. ENSAYO

1. Nuevas normas de asignación y administración de áreas para exploración y producción de hidrocarburos en Colombia.

A partir del mes de junio del presente año, la Agencia Nacional de Hidrocarburos –en adelante “ANH”– expidió el Acuerdo 02 de 2017, que derogó el Acuerdo 04 de 2012 e incorporó principalmente lo siguiente:

1.1 *Proceso competitivo permanente.*

Incluye un nuevo proceso para la asignación de áreas para la exploración y producción pero conservando además la asignación directa de las áreas y la asignación mediante rondas, las cuales pueden ser abiertas y cerradas.

Este nuevo proceso de asignación permitirá a los interesados presentar propuestas de inversión sobre las áreas disponibles en el mapa de tierras de Colombia, partiendo de una inversión que la ANH definirá al publicar los bloques disponibles. Esto obedece a que en Colombia las ofertas por las áreas deben tener una inversión mínima y una inversión adicional, la diferencia entre cada

una es quien las define. En el caso de la inversión mínima es la ANH y en el caso de la inversión adicional es la empresa interesada, los dos tipos de inversiones se deben informar junto con la presentación de la oferta para resultar adjudicatario de un área.

Con la radicación de la propuesta de una empresa se inicia un proceso para que otros interesados en dicha área presenten sus ofertas y, al final, el primer oferente tendrá la opción de superar la mejor propuesta.

1.2. Terminación del contrato por decisión de la autoridad ambiental.

Otro cambio que llega con el nuevo acuerdo es la posibilidad de terminar el contrato de exploración y producción cuando decisiones de autoridades ambientales –por ejemplo zonas reservadas, excluidas, protegidas– impidan la ejecución total o parcial del contrato. En adelante el contratista podrá terminar el contrato por consenso o ejecutar las inversiones remanentes en otra área asignada al contratista o disponible. Cuando el traslado de inversión se dé hacia un área libre, la ANH otorga el derecho a la empresa, de ser el primer oferente en el proceso competitivo permanente que aplicaría para la asignación de esa área libre.

Sin embargo, la norma no aclaró si la falta de solución de aspectos sociales o que involucren comunidades étnicas justifica la terminación del contrato sin el pago de los derechos e inversiones asumidos por el contratista.

1.3. Creación de nueva clasificación de las áreas.

Con el objeto de permitir una mayor precisión en los requerimientos de inversión mínima frente a la asignación de áreas y una definición de áreas disponibles más focalizada en la naturaleza técnica del yacimiento que en sus métodos de extracción, el Acuerdo 02 de 2017 incorpora una nueva clasificación, ellas son las siguientes:

a) Áreas disponibles continentales convencionales: maduras o exploradas; emergentes o semi-exploradas; e inmaduras o frontera.

b) Áreas disponibles costa afuera: maduras o exploradas; emergentes o semi-exploradas; e inmaduras o frontera.

c) Áreas disponibles continentales, yacimientos no convencionales.

1.4. Ajustes en los requisitos de habilitación de los proponentes.

En cuanto a los requisitos para habilitación de proponentes se mantienen las capacidades exigidas en años anteriores, pero las relacionadas con capacidad operacional y económica financiera presentan los siguientes ajustes: A la capacidad económico financiera se le estableció un sistema de puntaje ajustable en función del precio internacional del petróleo y del tipo de área. Frente a la capacidad técnico-operacional se aumentaron los requisitos para acceder a yacimientos descubiertos no desarrollados y campos en producción devueltos.

1.5. Otros aspectos que cambiaron.

La fase preliminar para desarrollar la exploración y producción se amplió a veinticuatro (24) meses, prorrogables, anteriormente el plazo era de doce (12) a dieciocho (18) meses. La fase preliminar es una etapa en la que se confirma la presencia de Comunidades Étnicas en el área asignada y se realiza la consulta previa en caso que se requiera. Esta etapa no se tiene en cuenta para dar inicio a la fecha efectiva del contrato de exploración y producción.

En relación a las multas, en adelante será obligatorio pactar en los contratos de exploración y producción multas conminatorias, antes era facultativo.

Las cláusulas excepcionales de caducidad, terminación, interpretación, modificación unilateral y reversión, podían pactarse en las minutas de cada contrato. El Acuerdo 02 de 2017 estableció como obligación que se incluyan únicamente caducidad, terminación unilateral y reversión.

Finalmente, en cuanto a la producción de gas natural y frente a los derechos económicos se

resalta un cambio en un factor denominado "X", el cual en adelante será ajustable a los precios internacionales. Tanto para crudo como para gas natural. Adicionalmente, se destaca que la venta local de gas natural estará exenta de otorgar derechos a la ANH cuando se presente un incremento en los precios del gas natural.

Este breve preámbulo de cambios en la etapa de producción y exploración de los hidrocarburos en Colombia era necesario para enfatizar que los actuales y nuevos contratistas tendrán flexibilidades para la desarrollo de exploraciones lo que, en mi opinión, se debe tomar como una señal positiva para el incremento en las reservas tres P. –Probadas, Probables y Posibles–, lo cual brinda seguridad y confiabilidad en el abastecimiento del gas natural.

2. Gas natural en el mercado mayorista.

El 01 de septiembre de 2017, la Comisión de Regulación de Energía y Gas –en adelante "CREG"–, máxima autoridad regulatoria del sector eléctrico y gasífero en Colombia, expidió la Resolución CREG 114 de 2017 y a través de ella ajustó algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural, compiló y, a la vez derogó la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Las razones que tuvo la CREG para expedir esta nueva norma fueron principalmente las siguientes:

- a) La preocupación de los agentes relacionada con la formación de precios durante los procesos de comercialización de gas natural. Los agentes evidenciaron un trato diferencial ocasionado por un aparente abuso de la posición dominante de los productores. La percepción de los agentes es que no todo el gas estaba siendo comercializado.
- b) Las modalidades de los contratos que se aplicaban impedían alcanzar una liquidez y operatividad para las transacciones de gas natural, por lo que se concluyó la necesidad de crear modalidades de contratos más flexibles en el tiempo.

- c) La creación de un esquema para proteger a la demanda regulada –por ejemplo usuarios residenciales y comerciales–, que se estima pasiva en los procesos de comercialización de gas natural, en la medida que su poder de negociación en ocasiones es muy bajo. Se considera que suelen ser más tomadores que definidores del precio del gas que consumen.

De tal manera que hoy tenemos un mercado donde el registro de las transacciones y operaciones son registradas por una entidad denominada el Gestor del Mercado y un mercado mayorista que tiene dos grupos; el mercado primario, que donde se desarrollan todas las transacciones que originan un producto o servicio de gas y de transporte, y el mercado secundario, que como se mencionó antes es el mercado de los excedentes de gas y transporte. En la práctica las transacciones se realizan siguiendo los mecanismos que para cada mercado definió la CREG, el cual podrá ser negociación directa bajo los plazos definidos en un cronograma que previamente publica la CREG o mediante subastas que son adelantadas por el Gestor del Mercado de gas natural.

Es importante tener en cuenta que en el mercado primario, en la actividad de venta, solo pueden participar como vendedores de gas los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado, como vendedores de capacidad de transporte únicamente pueden participar los transportadores.

En la actividad de compra, en el mercado primario solo pueden comprar gas los comercializadores y los usuarios no regulados y solo pueden comprar capacidad de transporte los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado, los comercializadores y los usuarios no regulados.

En cuanto al mercado secundario, en lo que tiene que ver con la actividad de venta, allí solo pueden participar como vendedores de gas los comercializadores y los usuarios no regulados, como vendedores de capacidad de transporte únicamente pueden participar los productores

res-comercializadores, los comercializadores de gas importado, los comercializadores y los usuarios no regulados.

En lo que tiene que ver con la actividad de compra en el mercado secundario tenemos que solo pueden participar como vendedores de gas los comercializadores y los usuarios no regulados, como vendedores de capacidad de transporte únicamente pueden participar los productores-comercializadores, los comercializadores de gas importado, los comercializadores y los usuarios no regulados.

La nueva norma presentó varios cambios pero entre ellos merece la pena destacar tres nuevas modalidades de contratos que solo se celebran en el mercado primario y son: contratos C1 y C2 y contrato de suministro firme al 95% –CF95–.

A través del contrato de suministro C1 el vendedor garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural, con un componente fijo equivalente a un porcentaje de la cantidad máxima y un derecho del comprador a ejercer el porcentaje restante únicamente para su consumo y no para reventa.

El contrato de suministro C2 es aquel en el que el vendedor ofrece el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural en el que se garantiza una parte fija, porcentaje de la cantidad máxima, y la cantidad correspondiente al porcentaje restante se considera firme siempre y cuando exista la disponibilidad por la no ejecución de las opciones de contratos de suministro C1.

El contrato C2 tendrá unas cantidades de energía pactadas que se compondrán de un firme 75% fijo y el 25% restante como opción de venta por parte del productor-comercializador o el comercializador de gas importado. Inicialmente la propuesta de la CREG era que el porcentaje para los contratos C2 fuera de un 70% fijo y de un 30% para el variable o de opción. Algo muy

útil fue que se incluyó una precisión señalando que en ningún caso se podrán pactar periodos de compensación para cantidades pagadas y no consumidas.

Y el contrato CF95 es aquel en el que el vendedor garantiza el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones, durante un período determinado, y el comprador se compromete a pagar en la liquidación mensual mínimo el 95% de la cantidad contratada correspondiente al mes, independientemente de que sea consumida o no.

Otro de los aspectos incorporados, es que desde el mes de septiembre de 2017 los Productores-Comercializadores que vendan gas natural a través de los contratos C1, tendrán la obligación de entregar el 25 % de su Producción Total Disponible para la Venta en Firme, en adelante "PTDVF". La anterior regla no aplica para la comercialización de gas natural proveniente de campos menores, campos en pruebas extensas, campos respecto de los que no se haya declarado su comercialidad y gas con fuente en yacimientos no convencionales.

En materia de garantías o mecanismos de cobertura encontramos que la regulación definió los criterios para la constitución de instrumentos financieros a cargo del Gestor del Mercado de gas natural con el objeto de administrar los mecanismos de cobertura del mercado. Entre esos criterios se estableció que el Gestor del Mercado constituirá un fideicomiso o patrimonio autónomo individual con el objeto exclusivo de administrar los mecanismos de cubrimiento para participar en las subastas de gas natural, y de cumplimiento de contratos¹.

Uno de los agentes que está ingresando progresivamente a la escena del gas en Colombia es el comercializador de gas natural importado, quien efectúa operaciones de compra de gas natural licuado de los mercados internacionales y que

1. Resolución CREG 105 de 2017.

vende el gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible.

En Colombia, el comercializador de gas natural importado se asimila a un productor-comercializador pero tiene algunas particularidades como son que en algunos eventos sus operaciones son con gas natural licuado –*Liquid Natural Gas*–, caso en el cual aún no ha ingresado al Sistema Nacional de Transporte, y en otros casos puede transar gas natural importado. Para cada evento existen tratamientos regulatorios diferentes.

Finalmente, en cuanto la industria de la regasificación en Colombia actualmente existe una terminal de regasificación en Cartagena, departamento de Bolívar, la cual tiene una vocación de abastecimiento de gas para la generación de seguridad de las plantas térmicas en el sector eléctrico colombiano.

Y para el año 2021 se espera la entrada en operación de la segunda terminal de regasificación

que funcionará en la costa pacífica colombiana, a diferencia de la planta de Cartagena, esta planta tiene una vocación de abastecimiento de gas para la demanda en general. Da prioridad a demanda esencial que es principalmente la demanda residencial.

La persona interesada en resultar seleccionado como agente operador de la terminal de regasificación del pacífico no podrá tener relación con productores-comercializadores o distribuidores de gas natural, ni con el comercializador de gas natural importado. Es decir, se promoverá una independencia de quien comercializa el gas que ingrese a Colombia por dicha terminal.

En términos generales, el mercado mayorista de gas natural en Colombia ha llegado a un punto de la curva en el cual se han adoptado diferentes oportunidades de mejora que favorecen el desarrollo de nuevas líneas de negocio y la renovación de algunas actividades por parte del ingreso de nuevos actores a la industria energética.