

Bogotá, D.C.,

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS (CREG)
No. Radicación: S-2021-000336 27/Ene/2021
No. REFERENCIA: E-2020-016353
Medio: CORREO No. Folios: 11 Anexos: NO
DESTINO: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA
Para Respuesta o adiciones favor Cite No. de Radicación

Señora
LEYDI DIANA RINCÓN RINCÓN
Gerente de Gas Natural
GESTOR DEL MERCADO DE GAS NATURAL - BMC
Correo electrónico: leydi.rincon@bolsamercantil.com.co,
gestordegas@bolsamercantil.com.co

Asunto: Su comunicación BMC- 8860-2020
Radicado CREG E-2020-016353
Expediente (no aplica)

Respetada señora Gerente:

En primer término, para su conocimiento le informamos que las funciones asignadas a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, le permiten a esta entidad absolver, de manera general, consultas sobre las materias de su competencia asociadas con la regulación expedida, pero no le permiten emitir conceptos sobre la aplicación de la regulación o legislación en casos específicos, ni tampoco sobre interpretaciones particulares o situaciones que se presenten entre empresas o entre estas y los usuarios durante la prestación del servicio.

Según lo anterior, los conceptos aquí presentados deben entenderse de manera general y abstracta sin referirnos a ningún caso en particular.

Respecto de la Resolución CREG 185 de 2020, en la comunicación del asunto formula varias preguntas a esta Comisión, las cuales a continuación respondemos:

Pregunta 1

“La fecha de aplicación de lo establecido en el artículo 8 de la Resolución CREG 185 de 2020, concerniente a la negociación y consecuente registro de contratos de transporte por parte de agentes productores-comercializadores o los comercializadores de gas importado, establece que:

“(…) Artículo 8. Compradores de capacidad de transporte en el mercado primario. Los comercializadores y los usuarios no regulados son los únicos participantes del mercado que podrán comprar capacidad de transporte en el mercado primario. Para la negociación de los respectivos contratos de transporte de gas natural, estos participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en los artículos 15 y 18 de la presente resolución.

Sra. Leydi Diana Rincón Rincón
Gestor del Mercado de Gas Natural
2 / 11

Parágrafo 1. Los productores de gas natural, los productores-comercializadores o los comercializadores de gas importado no podrán comprar capacidad de transporte de gas natural para transportar gas destinado a la prestación del servicio público de gas combustible, independientemente de la ubicación y del tamaño del campo o de los campos de producción que operen, excepto cuando se trate de capacidad de transporte asociada a ampliaciones de capacidad requeridas por el productor-comercializador para poner nuevo gas en el mercado mayorista de gas natural con destino a la prestación del servicio público de gas combustible.

Parágrafo 2. Los productores de gas natural, los productores-comercializadores o los comercializadores de gas importado podrán actuar como usuarios no regulados para comprar capacidad de transporte en el mercado primario cuando requieran esa capacidad exclusivamente para transportar gas para su propio consumo. La venta de esta capacidad en el mercado secundario se hará únicamente a través del gestor del mercado mediante los procesos úselo o véndalo de largo y de corto plazo establecidos en los artículos 32 y 33 de la presente resolución. (...)

Posteriormente, en los artículos 39 y 40 de la Resolución CREG 185 de 2020, se establece:

“Artículo 39. Transición. Todas las disposiciones de la presente resolución se aplicarán una vez el gestor del mercado de gas natural desarrolle e implemente lo que le corresponda y a más tardar el 5 de enero de 2021. Dentro del mes siguiente a la publicación de la presente resolución, el gestor del mercado de gas natural deberá publicar en su página web el cronograma y la fecha de implementación de las disposiciones que le correspondan conforme a la presente resolución.

Artículo 40. Derogatorias. Una vez las disposiciones contenidas en la presente resolución sean implementadas por el gestor del mercado en la fecha establecida en el Artículo 39 de la presente resolución, se entenderá derogada la Resolución CREG 114 de 2017 en lo relacionado con la comercialización de capacidad de transporte de gas natural, el numeral 2.2.1 y 2.2.1.1 del RUT, el numeral 2.4 del anexo de la Resolución CREG 163 de 2014 y todas aquellas disposiciones que le sean contrarias.”

En consideración a los anterior, la consulta va dirigida a que, en nuestro entender, la restricción para el registro de contratos de los (sic) que trata el artículo 8 de la citada resolución aplicará una vez el Gestor implemente completamente la Resolución CREG 185 de 2020, ¿es adecuado nuestro entendimiento?”

Respuesta

Teniendo en cuenta que la Resolución CREG 185 de 2020 derogó las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017 en lo relacionado con la comercialización de capacidad de transporte de gas natural, el numeral 2.2.1 y 2.2.1.1 del RUT, el numeral 2.4 del anexo de la Resolución CREG 163 de 2014 y todas las disposiciones que le sean contrarias a las disposiciones de esa resolución, las mismas quedaron derogadas. Por tanto, las disposiciones del artículo 8 y, en general, todas las disposiciones de la Resolución CREG 185 de 2020, después del 5 de enero de 2021, deben estar aplicándose.

Sra. Leydi Diana Rincón Rincón
Gestor del Mercado de Gas Natural
3 / 11

Pregunta 2

“En el artículo 6 se establecen las modalidades de contratos permitidos en el mercado primario de capacidad de transporte de gas natural. En este sentido, se evidencia que en el listado no se incluye la modalidad Firme. No obstante, en el Parágrafo 2 del Artículo 17 de la Resolución, en el que se establecen los lineamientos para la comercialización de las capacidades disponibles no colocadas en el trimestre estándar y la Capacidad Temporal (CTEMP), se menciona que los contratos se negociarán bajo la modalidad Firme.

En este sentido, se considera pertinente la inclusión de la modalidad firme, dentro de las permitidas en el mercado primario de capacidad de transporte”.

Respuesta

Lo primero a señalar es que, tanto el artículo 6 como el 17 de la resolución en comento, están dentro del Título II. En esa sección están las disposiciones sobre los aspectos comerciales del mercado primario de capacidad de transporte. Adicionalmente, la comercialización de capacidades no colocadas en un trimestre estándar son parte de las capacidades firmes trimestrales que se pueden colocar a nivel diario. Por tanto, se consideran firmes y no se encuentra necesario modificar las disposiciones del artículo 6.

Pregunta 3

“En complemento a la inquietud 2, en el artículo 17 se establece que:

“El transportador podrá vender a nivel diario las capacidades disponibles no colocadas en los trimestres estándar y la CTEMP disponible.

Si un remitente prevé o presenta una demanda máxima de capacidad en un día de gas superior a su capacidad contratada con el transportador o con otro remitente, podrá contratar este excedente en el mercado secundario o a través del transportador, en cuyo caso el transportador cobrará la pareja 100% variable que remunera inversión y el correspondiente cargo de AOM. En caso de que el remitente adquiera dicha capacidad a través del transportador éste lo podrá hacer y el transportador podrá autorizar el transporte de volúmenes de gas superiores a la capacidad contratada. En este caso, el remitente y el transportador están obligados a suscribir un otro sí en un término no superior a dos (2) días hábiles contados a partir del día D de gas del servicio prestado.”

La consulta en relación con este numeral es:

- a) La duración de estos contratos es estrictamente diaria, en nuestro entendimiento, el transportador no podría ofrecer contratos con duración superior a un día. ¿Es adecuado esta interpretación?*
- b) El transportador podrá vender capacidades que superen la Capacidad Máxima de Mediano Plazo – CMMP, solamente si las ha declarado como temporales. ¿Es adecuado nuestro entendimiento?*
- c) El transportador podrá contratar esa capacidad temporal con el remitente que tenga contratos y supere su capacidad contratada, a su vez deberá reportar el otrosí al Gestor del Mercado, sin embargo, al existir*

Sra. Leydi Diana Rincón Rincón
Gestor del Mercado de Gas Natural
4 / 11

capacidad temporal disponible, el transportador podrá pactar contratos con nuevos remitentes. ¿Es adecuado nuestro entendimiento en relación con la última afirmación de los nuevos remitentes?

d) ¿Con cuánto tiempo de anterioridad a la fecha de inicio del contrato, un remitente que prevé o presenta una demanda máxima de capacidad, puede contratar esta nueva capacidad?, es decir, esta nueva capacidad puede ser contratada para el mismo trimestre estándar en el que se negocia o debe ser contratada para trimestres estándar posteriores al de negociación”.

Respuesta

De acuerdo con las disposiciones del artículo 17 de la resolución en comento, damos respuesta a sus inquietudes, así:

- a. En el mercado primario, cuando un remitente con un contrato de capacidad prevé una necesidad de capacidad adicional con el transportador, puede suscribir un contrato firme con duración de máximo de 1 día.
- b. Regulatoriamente, la venta de capacidad de transporte siempre está acotada por el valor de la CMMP, o de ésta mas la CTEMP, si es del caso.
- c. La CTEMP podrá ser comercializada solo con remitentes que ya tengan contratos con el transportador en el tramo de interés.
- d. Los contratos de corto plazo del transportador deben ser comercializados diariamente, lo que implica que se deben acordar en el día D-1 para el día D, o a más tardar en el día D.

Pregunta 4

“En el artículo 18 se establece el procedimiento para determinar la capacidad de transporte de ampliación ante congestión contractual. A su vez, en el Parágrafo 3 de dicho artículo se establece el procedimiento para que “los productores-comercializadores que requieran capacidad de transporte asociada a ampliaciones de capacidad para poner nuevo gas en el mercado mayorista de gas natural con destino a la prestación del servicio público de gas combustible negocien directamente con los transportadores la capacidad asociada a la ampliación”.

De acuerdo con lo anterior, la inquietud se relaciona sobre la fecha límite para el registro de las mencionadas negociaciones, en nuestro entendimiento deberían acogerse a los plazos establecidos en el Anexo 2 de la Resolución CREG 185 de 2020. ¿Es adecuado nuestro entendimiento?”.

Respuesta

De acuerdo con las disposiciones del artículo 18 de la resolución en comento, si entre las partes se logra la suscripción de contratos para ampliación de capacidad, efectivamente dichos contratos deben quedar registrados, de conformidad con lo establecido en el romano (i) literal a), del numeral 5, del artículo 18, y en el romano (ii) del Anexo 2 de la Resolución CREG 185 de 2020.

Sra. Leydi Diana Rincón Rincón
Gestor del Mercado de Gas Natural
5 / 11

Pregunta 5

“En el Parágrafo 2 del artículo 19 se establece que “La capacidad de un proyecto del PAG, distinto de IPAT, que se determine para confiabilidad no se incluirá en la capacidad disponible primaria que debe asignar el gestor del mercado con base en el procedimiento establecido en el presente artículo”

De acuerdo con lo anterior, la inquietud que nos surge es ¿cómo se determinaría la capacidad de un proyecto del PAG, distinto de IPAT, que se asigne para confiabilidad que no se incluirá en la capacidad disponible primaria? En este sentido, agradecemos aclarar si el transportador, al realizar la declaración de la Capacidad Disponible Primaria debería diferenciar dichas capacidades, para que no sean tenidas en cuenta en el mecanismo de asignación que aplicaría el Gestor del Mercado”.

Respuesta

De acuerdo con las disposiciones del Decreto 2345 de 2015 y la Resolución de MME 49761 de 2016, si un proyecto del plan de abastecimiento de gas natural resulta clasificado por confiabilidad, la capacidad disponible primaria que esté asociada a ese proyecto no podrá ser asignada a través de los mecanismos de que trata el artículo 19 de la Resolución CREG 185 de 2020.

Según lo anterior, y considerando que la UPME determina en el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural para cada proyecto la distribución de su capacidad entre confiabilidad y seguridad de abastecimiento, entendemos que para proyectos PAG diferentes de IPAT, el gestor declarará capacidad disponible la correspondiente al porcentaje de seguridad en el abastecimiento del respectivo proyecto.

Pregunta 6

“En el Artículo 22 se establecen las características del contrato de transporte con interrupciones en el mercado primario, tales como el período de negociación, la duración del contrato, inicio del contrato, terminación del contrato, y cargos.

En este sentido, las inquietudes que surgen son:

- ¿Cuál es el plazo máximo para registro ante el Gestor del mercado de estas negociaciones?*
- Estas mismas disposiciones presentadas para el mercado primario en transporte para los contratos con interrupciones ¿Aplican para la comercialización en el mercado secundario?”.*

Respuesta

Sobre los contratos con interrupciones y la pregunta a) “¿Cuál es el plazo máximo para registro ante el Gestor del mercado de estas negociaciones?”, se debe tener en cuenta lo dispuesto en el artículo 22 de la Resolución CREG 185 de 2020:

Sra. Leydi Diana Rincón Rincón
Gestor del Mercado de Gas Natural
6 / 11

“(...)

Período de la negociación: En cualquier momento dentro del trimestre estándar en el que se realizan las negociaciones de capacidad firme.

Duración del contrato: La duración que acuerden las partes y como máximo un trimestre estándar.

Inicio del contrato: En cualquier momento dentro del trimestre estándar siguiente al trimestre en el que se realizan las negociaciones de capacidad firme.

Terminación del contrato: En cualquier día del trimestre estándar siguiente al trimestre en el que se realizan las negociaciones de capacidad firme.

(...)”

De acuerdo con los apartes transcritos, se entiende que el plazo máximo para el registro de esos contratos es en el trimestre estándar de negociación. Ejemplo: El primer trimestre estándar de negociación con la Resolución CREG 185 de 2020 será en Marzo – Abril – Mayo. En el mercado primario los contratos con interrupciones que se suscriban en ese período deben quedar registrados en el gestor del mercado en ese trimestre.

Con respecto a los contratos con interrupciones y su pregunta b) “estas mismas disposiciones presentadas para el mercado primario en transporte para los contratos con interrupciones ¿Aplican para la comercialización en el mercado secundario?”, para su respuesta debe tenerse en cuenta lo siguiente:

Las disposiciones que rigen los aspectos comerciales del mercado secundario están en el Título III y en el numeral 2 del Anexo 2 de la Resolución CREG 185 de 2020,

En el mercado secundario, en materia de la duración de los contratos, en el artículo 24 de la resolución está la siguiente disposición:

“Artículo 24. Duración de los contratos. Los contratos para el servicio de transporte de gas que se pacten en el mercado secundario tendrán la duración e intervalos de tiempo que acuerden las partes”.

Con respecto a los plazos para el registro en el gestor de los contratos que se suscriban en el mercado secundario, los vendedores y compradores debe sujetarse a las disposiciones del numeral 2 del Anexo 2 de la Resolución CREG 185 de 2020, en especial con lo ordenado en el numeral 2.2 sobre verificación de información, registro de contratos y publicación de información transaccional del mercado secundario.

Sra. Leydi Diana Rincón Rincón
Gestor del Mercado de Gas Natural
7 / 11

Pregunta 7

“El parágrafo 5 de artículo 23 establece “Con excepción de los contratos de transporte con interrupciones durante la vigencia de los contratos señalados en este artículo, las obligaciones de dichos contratos se considerarán permanentes y por el 100% de la capacidad contratada”.

De acuerdo con lo anterior, la inquietud que surge es respecto a si las capacidades durante la vigencia de un contrato pueden ser variables o si estas deben ser fijas. Por ejemplo, en caso de que se pacte un contrato del mercado secundario de transporte bajo la modalidad firme por cuatro meses, ¿se podría presentar la situación en que las capacidades contratadas sean diferentes en cada mes?, o ¿la capacidad contratada debe ser la misma durante toda la vigencia del contrato?”.

Respuesta

En primer término, en el mercado primario, de acuerdo con las modalidades de los contratos permitidos en el Artículo 6, la definición de cada modalidad en el Artículo 3, y las disposiciones que están en el literal b) del numeral 1 del Artículo 15 de la resolución, la capacidad que se contrate durante un trimestre deberá corresponder a un único valor, y para distintos trimestres podrá tener diferentes valores:

“b) Hasta el quinto día hábil del trimestre los remitentes interesados en contratar capacidad solicitarán al transportador, o al transportador incumbente, las capacidades que desean negociar con sujeción a la duración establecida en el Artículo 16 de la presente resolución. En estas solicitudes se especificarán las cantidades en KPCD y la modalidad de contratos con desagregación trimestral para las modalidades firme, firme trimestral, firmeza condicionada, opción de compra y contratos de contingencia. La capacidad solicitada podrá ser distinta para distintos trimestres, pero dentro de cada trimestre deberá corresponder a un único valor”.

Ahora bien, en el mercado secundario, las modalidades de los contratos permitidos son las que están en el artículo 23 de la Resolución CREG 185 de 2020:

“Artículo 23. Modalidades de contratos permitidos. En el mercado secundario de capacidad de transporte de gas natural sólo podrán pactarse las siguientes modalidades de contratos de transporte:

- 1. Contrato de transporte firme*
- 2. Contrato de transporte firme trimestral*
- 3. Contrato de transporte con firmeza condicionada*
- 4. Contrato de opción de compra de transporte*
- 5. Contrato de transporte de contingencia*
- 6. Contrato de transporte con interrupciones*

(...)

Parágrafo 2. Todos los contratos del mercado secundario serán de entrega física.

Sra. Leydi Diana Rincón Rincón
Gestor del Mercado de Gas Natural
8 / 11

Parágrafo 3. Cada contrato que se suscriba en el mercado secundario sólo podrá adoptar una de las modalidades contractuales establecidas en este artículo y no podrá contrariar, en forma alguna, la definición establecida en el Artículo 3 de la presente resolución para la respectiva modalidad contractual. Dicha definición deberá estar en el objeto del contrato, así como en sus cláusulas, según su modalidad.

(...)” Subrayas fuera del texto original

Por otra parte, de acuerdo con el artículo 24, los contratos para el servicio de transporte de gas que se pacten tendrán la duración e intervalos de tiempo que acuerden las partes.

“Artículo 24. Duración de los contratos. Los contratos para el servicio de transporte de gas que se pacten en el mercado secundario tendrán la duración e intervalos de tiempo que acuerden las partes”.

De acuerdo con lo anterior, comprendiendo que los períodos de inicio y de terminación de los contratos en el mercado secundario pueden ser diferentes a los plazos que se pactaron en los contratos del mercado primario, a continuación explicaremos la respuesta con un ejemplo.

- En el mercado primario un remitente compró un contrato de transporte firme trimestral por el trimestre estándar Diciembre – Enero – Febrero por 100 KPCD de capacidad.
- En el mercado secundario, ese remitente desea vender, bajo la modalidad de contrato de transporte firme, los últimos 10 días del mes de febrero.

En el ejemplo, en esos 10 días se pueden pactar cantidades diferentes para cada día, siempre y cuando la modalidad que se pacte no contraríe las definiciones que están en el Artículo 3 de la resolución. Es decir, si se trata de un contrato firme, ese contrato debe respetar su definición:

“Contrato firme o que garantiza firmeza, CF: contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de una capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico”.

De acuerdo con la definición, para cada uno de los 10 días debe ser explícito cuál es la capacidad máxima de transporte que se pacta. Por ejemplo, para para el día 1, 100 KPCD, para los días 2 al 5, 90 KPCD, para los días 6 al 9, 85 KPCD, y para el día 10, 100 KPCD.

Nótese que, en los anteriores términos, en el respectivo contrato del mercado secundario se da cumplimiento a la directriz en la definición transcrita de contrato firme sobre que *“(...) un agente garantiza el servicio de una capacidad máxima de transporte (...)”.*

Sra. Leydi Diana Rincón Rincón
Gestor del Mercado de Gas Natural
9 / 11

Pregunta 8

“Dentro de las definiciones del Artículo 3, se define la Capacidad Temporal como: “el máximo volumen de gas transportable en un día de gas que supera la CMMP, calculado diariamente por el transportador, en circunstancias excepcionales operativas que se requieran para aumentar la capacidad de los gasoductos (...) Esta capacidad, cuando se presente, debe ser declarada al gestor del mercado en forma diaria para su publicación en el BEC.”

De acuerdo con lo anterior, se entiende que el transportador, como resultado de sus estimaciones, podrá disponer de capacidades que superen la CMMP de los gasoductos, lo cual deberá ser reportado al Gestor del Mercado. En este sentido, agradecemos aclarar si esta declaración debe realizarla el transportador al inicio del trimestre estándar o puede declararse en cualquier momento del trimestre”.

Respuesta

De acuerdo con la definición de capacidad temporal:

“Capacidad temporal, CTEMP :Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas que supera la CMMP, calculado diariamente por el transportador, en circunstancias excepcionales operativas que se requieran para aumentar la capacidad de los gasoductos tales como baja generación hidroeléctrica, alto despacho térmico de gas, entre otros, con modelos de dinámica de flujos de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como las presiones de operación de entrada y de salida esperadas durante el trimestre. Esta capacidad, cuando se presente, debe ser declarada al gestor del mercado en forma diaria para su publicación en el BEC”. Subrayas fuera del texto original.

La declaración de la CTEMP es en forma diaria para su publicación en el BEC.

Pregunta 9

“Con respecto a las condiciones de precios en los contratos del mercado secundario de capacidad de transporte, el Artículo 27 establece: “Negociaciones directas de capacidad de transporte. (...) El precio máximo para las capacidades firmes contratadas en estas negociaciones directas será el mismo que se haya negociado en el mercado primario para el tramo o grupo de gasoductos sobre el que se contrate la capacidad. El precio máximo para las capacidades contratadas mediante contratos con interrupciones en estas negociaciones directas será el correspondiente a la pareja de cargos 0% fijo – 100% variable, con el correspondiente cargo de AOM, aprobada por la CREG para el tramo o grupo de gasoductos sobre el que se contrate la capacidad (...)”

A su vez, con respecto al precio de reserva calculado por el Gestor del Mercado en el procedimiento de subasta úselo o véndalo de corto plazo, en el numeral 4.4 del Anexo 5 de la citada Resolución se establece que: “El administrador de la subasta calculará el precio de reserva, PRCr, para cada uno de los productos Cr a subastar, como 1,1 veces el valor de los cargos variables que remuneran el costo de inversión de la pareja de cargos 80%Fijo – 20%Variable, para todos los tramos y/o grupo de gasoductos de la ruta Cr; incluyendo los cargos estampilla cuando a ello hubiere lugar”.

Sra. Leydi Diana Rincón Rincón
Gestor del Mercado de Gas Natural

10 / 11

Considerando lo anterior, requerimos aclarar si en la determinación de los precios para las ventas en el mercado secundario y para el cálculo del precio de reserva de las subastas úselo o véndalo de corto plazo se deben incluir los Impuestos de Transporte y Cuota de Fomento, entre otros”.

Respuesta

Conforme a lo establecido en el artículo 27 en referencia, se establece claramente que el precio máximo en las negociaciones directas será el mismo que se haya negociado en el mercado primario. Ahora, si dentro del precio del mercado primario se incluyen los impuestos de transporte y de cuota de fomento, pues estos estarían cobijados por la norma en mención.

En la subasta de úselo o véndalo de corto plazo, como se indicó en la sección 7.5 del Documento CREG 149 de 2020, las razones que justificaron el valor de 1,1 veces son para incorporar en el precio de reserva el impuesto al transporte y de cuota de fomento.

Pregunta 10

Dentro de las disposiciones del literal b) del Numeral 1 del Artículo 15 de la Resolución, con respecto a las solicitudes que los remitentes deben realizar al transportador hasta el quinto día hábil del trimestre, se establece que:

“(…) En estas solicitudes se especificarán las cantidades en KPCD y la modalidad de contratos con desagregación trimestral para las modalidades firme, firme trimestral, firmeza condicionada, opción de compra y contratos de contingencia (…)”.

A su vez, en el numeral 3 del mismo Artículo, dentro de las disposiciones referentes al registro de los contratos se establece que:

“Los contratos resultantes de las negociaciones y/o asignaciones corresponderán a un contrato de transporte firme de capacidades trimestrales y deberán estar registrados ante el gestor del mercado a más tardar el último día hábil del trimestre estándar en el que se realizó la negociación y/o asignación de capacidad disponible primaria”. (Subrayado fuera del texto original).

Conforme a los apartes de la norma citados previamente, al Gestor del Mercado le surgen las siguientes inquietudes:

Se entiende que las negociaciones que resulten de aplicar el procedimiento para la comercialización de la capacidad disponible primaria, en el marco del Artículo 15 de la Resolución, serán contratos que tendrán la modalidad que indica el numeral 1 del Artículo 6, es decir, contrato de transporte firme de capacidades trimestrales. Agradecemos a la Comisión aclarar si este entendimiento es correcto.

b. Si la única modalidad permitida en el procedimiento del Artículo 15 de la Resolución es el contrato de transporte firme de capacidades trimestrales, cuál es la razón para que los remitentes deban desagregar las solicitudes de capacidad en las diferentes modalidades.

Sra. Leydi Diana Rincón Rincón
Gestor del Mercado de Gas Natural

11 / 11

c. En caso de que el entendimiento sea correcto, de igual manera, agradecemos aclarar en qué momento el transportador y los remitentes podrían negociar contratos bajo las modalidades diferentes a la modalidad firme de capacidades trimestrales.

Respuesta

De acuerdo con la definición de contrato firme, el artículo 4 y las disposiciones del literal b) del artículo 15 de la resolución, en el mercado primario, en el procedimiento de comercialización, se pueden negociar las siguientes modalidades: firme, firme trimestral, firmeza condicionada, opción de compra y contratos de contingencia. De acuerdo con esta directriz, en cada trimestre estándar en donde ocurre la negociación para el siguiente o los siguientes trimestres estándares, los vendedores y los compradores pueden negociar cualquiera de esas modalidades contractuales.

Los conceptos aquí emitidos tienen el alcance previsto en el numeral 73.24 del Artículo 73 de la Ley 142 de 1994, y en el Artículo 28 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo

Cordialmente,



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo