Bogotá, D. C., 10 de abril de 2025

##### ***CIRCULAR No. 147 de 2025***

**PARA: AGENTES DEL MERCADO DE GAS NATURAL Y TERCEROS INTERESADOS**

**DE: DIRECCIÓN EJECUTIVA**

**ASUNTO:** **RESPUESTAS DE PREGUNTAS RECIBIDAS PARA EL TALLER DE DIVULGACIÓN DE LA RESOLUCIÓN CREG 102 015 DE 2025**

El pasado 21 de marzo de 2025 se celebró un Taller de Divulgación de la Resolución CREG 102 015 de 2025, por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de Gas Natural. En dicho Taller se presentaron los nuevos aspectos incluidos en la resolución en mención, que afectan el funcionamiento de dicho Mercado, y se respondieron las preguntas recibidas previamente de acuerdo con lo establecido en la Circular CREG No. 139 de 2025.

En el Anexo de la presente Circular, se da respuesta a las preguntas que se recibieron previamente, así como las que se recibieron durante el desarrollo del Taller.

Estas respuestas se emiten de conformidad con lo establecido en el numeral 24 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994 y con el artículo 28 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

Cordialmente,

**ANTONIO JIMENEZ RIVERA**

Director Ejecutivo

**ANEXO**

Para efectos de la realización de las preguntas, se debe tener en cuenta que las mismas son transcritas tal cual se recibieron. En el caso de la mención de los artículos, se recibieron preguntas que no tenían texto al respecto, por lo que, en esos casos, solo se hace mención del artículo sobre el que la CREG considera se basa la pregunta recibida.

1. **Artículo 3. Contratos de suministro con interrupciones.** *La resolución especifica que la transición regulatoria es a partir del 1º de junio de 2025; pero si los cambios estructurales en la comercialización de gas natural se han dado desde el mismo mes de noviembre-diciembre, cuando inició el nuevo año de gas; y los comercializadores-distribuidores que atendemos demanda esencial, no hemos tenido más alternativa que suscribir contratos con interrupciones en aras de garantizar una continuidad y una estabilidad de precios a nuestros usuarios. Y aunque fueron suscritos con anterioridad a la expedición de la Resolución CREG 102 015 de 2025, su comportamiento y ejecución real cumplen con las condiciones establecidas en el artículo 38 de dicha Resolución para que el contrato con interrupciones se considere firme o que garantiza firmeza, ¿por qué no aplicar la transición desde el 01 de enero de 2025?*

**RESPUESTA:**

Los Contratos con interrupciones vigentes no se pudieron negociar sobre la base de los nuevos Contratos de suministro con interrupciones, que tienen una asignación de riesgos diferente en una regulación que fue publicada el 7 de febrero de 2025, con la advertencia de que su aplicación inicial se daría el 1° de junio de 2025. El cumplimiento de las dos condiciones para adquirir firmeza en el día de gas, y el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos por la CREG, cuando se cumplen las dos condiciones, no pueden estar incorporados en los contratos suscritos antes de que se incluyesen en la Resolución CREG 102 015 de 2025, pues no existían.

Por otro lado, no corresponde a la CREG el juzgamiento en desarrollo de la vigilancia y control, de las razones que hayan llevado a la suscripción de Contratos con interrupciones para cumplir con la continuidad de la prestación del servicio a los usuarios que hacen parte de la demanda regulada que es parte de la Demanda Esencial.

1. **Artículo 3. Contrato de suministro de PTDV en Pruebas.** *Para la modalidad de Contrato de Suministro de PTDV en pruebas se entiende que se podrá pactar una parte firme y una variable, de manera análoga a CF80 o CF95, ¿En este caso, la parte variable es de obligatorio cumplimiento para el vendedor en caso de recibir una nominación?*

**RESPUESTA:**

La modalidad de Contrato de suministro firme con pago mínimo del 80%, CF80 y, de forma análoga, la modalidad de Contrato de suministro firme con pago mínimo del 95%, CF95, se define como:

“***Contrato de suministro firme con pago mínimo del 80%, CF80:*** *Contrato escrito 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, como mínimo, el ochenta por ciento (80%) de la cantidad contratada correspondiente al mes, independientemente de que sea consumida o no, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere contar con Respaldo Físico y deberá estar suscrito únicamente entre los Participantes del mercado”.*

Se observa de la definición anterior, que el suministro de la cantidad diaria máxima contratada se garantiza sin interrupciones, y que el pago mensual es de como mínimo el 80%, así esta cantidad no sea la realmente entregada en el promedio diario mensual. Por lo anterior, si un comprador nomina en el día previo al día de gas, una cantidad que es igual o superior a ese porcentaje de pago mínimo, sin que exceda la cantidad máxima contratada, el vendedor debe cumplir la entrega de la cantidad nominada y, de no hacerlo, se constituye en un incumplimiento sujeto de pago de compensaciones al comprador.

Por otra parte, la definición de contrato de suministro de PTDV en Pruebas es la siguiente:

“*Contrato de suministro de PTDV en Pruebas: contrato escrito en el que un Productor-comercializador garantiza el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones, en un período determinado que ocurre solamente durante la ejecución de las pruebas extensas o antes de la declaración de comercialidad, según lo dispuesto en la presente resolución. Las partes podrán pactar el pago en la liquidación mensual, de un porcentaje mínimo de la cantidad contratada correspondiente al mes, independientemente de que sea consumida o no. Esta modalidad contractual no requiere contar con Respaldo Físico”.*

Se observa que se permite el pago de un porcentaje mínimo, a semejanza del contrato CF95 y del CF80, y la garantía del suministro sin interrupciones es del 100% de la cantidad diaria máxima contratada, a semejanza del contrato CF95 y del CF80.

Cuando no se garantiza una cantidad máxima diaria de suministro sin interrupciones, la modalidad contractual a utilizar es la denominada Contrato con interrupciones. En el caso de que dicho contrato se suscriba para las entregas de gas de un campo en pruebas o sin declaración de comercialidad, el parágrafo 1 del artículo 20 de la Resolución CREG 102 015 de 2025 estipula que, en esos casos, “(…) *las partes definirán las condiciones de los contratos que celebren*”. Lo anterior debe enmarcarse en todo caso, dentro de la definición del Contrato de suministro con interrupciones, en el que “(…)  *las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad diaria en la entrega o recibo de una cantidad máxima diaria de gas natural durante el período contratado*”.

1. **Artículo 3. Gas Natural.** *La definición de Gas Natural introducida en la resolución establece que ""El gas natural, cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas establecidas por la CREG en la Resolución 071 de 1999 o aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan”." De lo anterior, entendemos que el gas natural que se utilice para la prestación del servicio público de gas natural domiciliario debe cumplir con condiciones RUT y en este sentido el tratamiento podría estar a cargo del agente que presta el servicio. De otro lado, entendemos también que si este gas es usado en algún proceso industrial las condiciones podrán ser pactadas por las partes. Esto es especialmente relevante en el gas natural de fuentes aisladas con crudo asociado.*

**RESPUESTA:**

Se entiende que la pregunta hace mención de “*si este gas es usado en algún proceso industrial*”, se refiere a que el gas natural no es utilizado efectivamente como combustible. En ese caso, entendemos que las competencias previstas en la Ley 142 de 1994 en lo relacionado con el servicio público domiciliario, comercial e industrial de gas combustible no son aplicables, como se establece en el parágrafo 2 del artículo 11 de la Ley 401 de 1997.

Sin embargo, si para llevar la cantidad recibida en el Punto de Entrega del contrato de suministro al domicilio del usuario final se requiere el uso de sistemas de tuberías, sean del SNT o de distribución, se debe cumplir con lo establecido en el RUT para las especificaciones de calidad del gas natural, presiones de entrega y demás condiciones operativas, comerciales y de medición.

Asimismo, el artículo 11 de la Ley 401 de 1997 se señala que:

“*ARTICULO 11. Con el propósito de asegurar una prestación eficiente del servicio público de gas, <sic> combustible que se transporte por red física a todos los usuarios del territorio nacional,* ***las actividades distintas a*** *su exploración. explotación y* ***su procesamiento****, se regirán por las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994*”. (subrayado en negrilla fura de texto).

Se concluye entonces del texto anterior, que la actividad de procesamiento de gas natural, entendida como tratamiento o como adecuación del gas natural extraído del subsuelo para ponerlo en condiciones de comercialización y de transporte por gasoductos, es parte de la actividad de suministro de gas natural, por lo que en el precio del contrato de suministro se entienden incorporados los costos del procesamiento o tratamiento del gas natural. Esto es así porque de no recibirse procesado o tratado el gas natural en el Punto de Entrega del contrato de suministro, el comprador, ya sea comercializador o sea un usuario no regulado, tendrá la necesidad de terminar de tratar el gas natural recibido para que le sea posible transportarlo por sistemas de tuberías del SNT y/o de distribución por gasoductos, cuyo operador le exigirá entregarle el gas con las especificaciones de calidad establecidas en el RUT. En el caso de comercialización a la demanda regulada, al comercializador no se le reconoce la remuneración de costo alguno surgido como resultado de que trate o procese el gas después de recibido en el Punto de Entrega del contrato de suministro, para cumplir con las especificaciones de calidad del RUT.

Por otra parte, en el numeral 2.5 “*Condiciones generales*” del artículo 2 “*ESTÁNDARES DE CALIDAD EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE GAS NATURAL POR REDES*” de la Resolución CREG 100 de 2003, en la que se establecen los Estándares de Calidad en el servicio público domiciliario de gas natural y GLP en Sistemas de Distribución por redes de tubería, se establece lo siguiente:

“*De conformidad con lo establecido en el numeral 6.3 de la Resolución CREG-071 de 1999, o aquellas que la sustituyan o modifiquen, el Distribuidor podrá rechazar al Transportador el gas que no cumpla con las especificaciones allí establecidas.* ***En caso de que el Distribuidor acepte distribuir gas que no cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en la Resolución CREG-071 de 1999, deberá asegurarse de adoptar los correctivos necesarios para la adecuada prestación del servicio****. El Distribuidor deberá asegurarse de mantener el gas, en su Sistema de Distribución, con las especificaciones que le entregue el Transportador. Cuando haya causal de rechazo del gas, el Distribuidor deberá informar tal circunstancia a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios*”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

Se observa que el distribuidor puede aceptar distribuir gas que no cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en la Resolución CREG 071 de 1999, pero deberá asegurarse de adoptar los correctivos necesarios para la adecuada prestación del servicio. A partir de lo anterior, se entiende que es decisión del comprador del contrato de suministro de gas requerir o no al vendedor que el gas entregado, deba cumplir o no las especificaciones de calidad de gas establecidas por la CREG en la Resolución 071 de 1999. Es posible que para la prestación del servicio público domiciliario a un usuario final se utilice un medio de distribución, que no corresponda a un sistema de tuberías, sino a lo que en la Ley 142 se presenta como “otro medio”, como puede ser transporte terrestre, desde el Punto de Entrega del contrato de suministro, para lo cual posiblemente no es necesario cumplir con todas las especificaciones de calidad establecidas en el RUT. En todo caso, el distribuidordeberá asegurarse de adoptar los correctivos necesarios para la adecuada prestación del servicio, lo que incluye asegurar el acceso y uso del sistema transporte por SNT si así lo requiere, y el acceso y uso de los sistemas de distribución mediante tuberías, si así lo requiere para llegar a los domicilios de los usuarios.

Ver respuesta a la consulta 16 de la Circular CREG No. 070 de 2024.

1. **Artículo 3. GNC y GNL.** *Entendemos que un esquema logístico a través de GNC o GNL puede ser ofrecido por un productor-comercializador o un comercializador de gas importado en el punto de entrega de gas natural. Agradecemos a la Comisión su confirmación de este entendimiento.*

**RESPUESTA:**De acuerdo con lo establecido en el numeral iii. del literal a. del artículo 21 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, el vendedor del Mercado primario puede declarar PTDVF para la entrega del gas natural, en una forma de suministro bien sea de (gas natural, gas natural licuado-GNL, gas natural comprimido-GNC), por Punto de Entrega.

1. **Artículo 3. Concurrencia vs no concurrencia.** *Aclarar si la prorrata es un proceso de concurrencia y si en este caso se debe reportar Precio de Reserva.*

**RESPUESTA:**

De acuerdo con la Real Academia de la Lengua, la concurrencia se puede definir como “*Conjunto de personas que asisten a un acto o reunión*”. Siendo que la prorrata es un mecanismo de asignación de cantidades entre varias personas a partir de un criterio definido, se entiende que la aplicación de un mecanismo de prorrata de asignación de cantidades solamente puede ser desarrollado a través de procesos o mecanismos de concurrencia.

1. **Artículo 3. Interconexión internacional de gas natural.** *Considerando la definición establecida en la resolución CREG 102 015 del 2025, "interconexión internacional de gas natural", estipulada en el artículo 2.2.2.1.4 del decreto 1073 del 2015. "Gasoducto o grupo de gasoductos dedicados exclusivamente a los Intercambios Comerciales Internacionales de Gas, que puede estar o no, conectada físicamente al SNT y que no hace parte de dicho Sistema”., teniendo en cuenta que se necesitan inversiones para habilitar la puesta en marcha de gasoductos de interconexión y construcción de los mismos ¿cómo se garantizaría la interconexión según indican "que puede estar o no, conectada físicamente al SNT" (Literal vi. del artículo 21)?*

**RESPUESTA:**

Las definiciones que se encuentra en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015 son las siguientes:

“*Intercambios Comerciales Internacionales de Gas Natural: Son las exportaciones e importaciones de gas natural*”.

“*Interconexión Internacional de Gas Natural: Gasoducto o grupo de gasoductos dedicados exclusivamente a los Intercambios Comerciales Internacionales de Gas, que puede estar o no, conectada físicamente al SNT y que no hace parte de dicho Sistema*”.

No es clara la pregunta respecto de sobre a qué garantía se hace referencia. En todo caso, entendemos que es posible que una Interconexión Internacional no se conecte físicamente al SNT, pero sí virtualmente por otro medio de transporte (terrestre, fluvial, marítimo).

1. **Artículo 3. Precio de reserva.** *Entendemos que este precio se reportará cada primer día hábil del trimestre de negociación y en dado caso será usado para los procesos de concurrencia que eventualmente se realice, al respecto a la Comisión aclarar: 1. Si el reporte de precio de reserva solo será obligatorio si el vendedor va a ejecutar algún proceso de subasta o similar y en caso contrario no se tendrá que reportar el precio. 2. Si dado que la comercialización podrá hacerse por trimestres, se podrá establecer un precio por trimestre ofertado. 3. Si en caso de no usarse el precio de reserva reportado, esto es, no ejecutar el proceso de concurrencia, este precio debe ser considerado para algún efecto en los periodos de negociación.*

**RESPUESTA:**

De acuerdo con lo establecido en el numeral viii. del literal a. del artículo 21 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, los vendedores del Mercado primario deberán declarar al Gestor del Mercado el primer día hábil del Trimestre estándar de negociación, “(…) ***el Precio de Reserva que utilizará*** *en la aplicación del procedimiento de priorización para la atención de la Demanda Esencial establecido en el anexo 8 de la presente resolución,* ***en caso de que el vendedor utilice un proceso de comercialización con base en algún tipo de subasta o en general, de concurrencia*** *simultánea de varios compradores*”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

Asimismo, la definición de Precio de Reserva es “(…) *equivale a* ***aquel precio que sirve de base, de mínimo o de inicio en un proceso de subasta o en un mecanismo de concurrencia*** *de interesados en comprar gas natural en estado gaseoso, que sea desarrollado por un vendedor del Mercado Mayorista y que refleja el precio mínimo al cual se ofrece para la venta el gas natural. Dicho precio podrá ser actualizado durante la ejecución del contrato, de acuerdo con lo establecido en el artículo 15 y en el artículo 25, ambos de la presente resolución*”. (subrayado en negrilla fuera de texto)

A partir de lo anterior es claro que:

1. El Precio de Reserva se debe declarar en caso de que el vendedor tenga previsto el desarrollo de un proceso de comercialización de concurrencia en el que dicho precio vaya a ser usado como referencia de valor mínimo para la asignación de cantidades. Si en dicho proceso previsto por el vendedor no hay uso de Precio de Reserva tal como está definido, en la declaración al Gestor del Mercado no se hace necesario declarar dicho Precio, pues se entiende que no existe.

2. Dado que la comercialización se realiza en cada Trimestre Estándar de negociación, en la declaración del vendedor al Gestor del Mercado se puede entregar un valor de Precio de Reserva diferente para ser usado en la negociación directa del suministro de cada Trimestre Estándar de ejecución.

3. El Precio de Reserva no tiene ningún efecto, en caso de no utilizarse finalmente el Precio de Reserva declarado al Gestor del Mercado en el Trimestre Estándar de negociación para la negociación directa del suministro en un Trimestre Estándar de ejecución, debido a que no se desarrolló el proceso de concurrencia en el que sería utilizado como referencia.

1. **Artículo 3. Punto de entrega*.*** *En el caso de los contratos que garanticen firmeza que puedan tener respaldo de otras fuentes, ¿Es necesario incluir dichos puntos de entrega?*

**RESPUESTA:**

No es clara la precisión que se hace de que un contrato de suministro tenga respaldo de otras fuentes. Es decir, se podría entender que las entregas del gas natural pueden provenir de una sola fuente de suministro, que sería la que se pacte en el contrato, con base en la cual se valida la suficiencia de su PTDVF, y que en el mismo contrato se especifiquen otras fuentes de suministro que sirvan de respaldo en el caso de que la fuente pactada no esté disponible. Y, además, que dichas fuentes de respaldo utilicen Puntos de Entrega diferentes a la fuente pactada, lo que le implique al comprador que tenga que contratar o utilizar tramos de transporte adicionales a los que tenía previstos para la fuente de suministro pactada.

De ser así, para la interpretación de la pregunta, es necesario tener en cuenta que, en caso de que se presente en la ejecución del contrato de suministro, un evento que le impide la prestación del servicio desde la(s) fuente(s) de suministro pactada(s) las partes podrán pactar en ese momento, un contrato de suministro de contingencia con fuentes alternas. Lo anterior no exime al vendedor del pago al comprador de la compensación pactada en el contrato de suministro inicial, dado el caso que la causal de la interrupción de la fuente pactada no se deba a un evento de fuerza mayor, causa extraña o causa fortuito o a un evento eximente. De otro modo, el vendedor podrá acudir a lo establecido en el parágrafo 5 del artículo 13 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, en cuanto a que “*No habrá incumplimiento del contrato de suministro, cuando el vendedor entregue las cantidades contractuales nominadas por el comprador, con gas natural proveniente de otra Fuente de Suministro, propia o de un tercero, diferente a la que se previó en el contrato de suministro, siempre y cuando esto no le implique al comprador asumir por esta razón, mayores costos en las demás actividades de la cadena de prestación del servicio*”. Se entiende que el contrato de suministro se cumple aplicando la posibilidad mencionada, con la cantidad que se entrega igual a la nominada y autorizada, al mismo precio pactado en el contrato de suministro.

1. **Artículo 3. Trimestres de negociación y ejecución.** *De la definición de trimestres entendemos que:- Los trimestres estándar son: dic-feb, mar-may, jun-ago y sep-nov- A partir del trimestre junio-agosto de 2025, este trimestre y todos los trimestres estandar serán de negociación- A partir de la finalización del trimestre de negociación se cuentan los trimestres de ejecución, esto es, considerando que el periodo junio a agosto de 2025 será el primer trimestre de negociación para aplicación de la norma, el primer trimestre de ejecución iría de septiembre a noviembre de 2025 y no el trimestre junio a agosto.*

**RESPUESTA:**

Entre las definiciones de la Resolución CREG 102 015 de 2025, se encuentran las siguientes:

“***Trimestres Estándar****: son los trimestres de diciembre a febrero, marzo a mayo, junio a agosto y septiembre a noviembre de cada año de gas.*

***Trimestre Estándar de ejecución****: Corresponde al Trimestre Estándar* ***en que se cumple el compromiso de la entrega*** *de gas natural.*

***Trimestre Estándar de negociación****: Corresponde al Trimestre* ***Estándar en que se realiza la entrega de información al Gestor del Mercado, la realización de los mecanismos de comercialización y el registro de los contratos*** *resultantes ante el Gestor del Mercado. El primer Trimestre Estándar de negociación corresponderá al primer Trimestre Estándar completo que se inicie con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución*”.

De las definiciones anteriores es claro que:

* Los trimestres estándar son diciembre a febrero, marzo a mayo, junio a agosto y septiembre a noviembre, de cada año de gas. A partir del trimestre correspondiente de junio a agosto de 2025, este trimestre y todos los trimestres estándar serán de negociación. A partir de la finalización del trimestre estándar de negociación se cuentan los trimestres estándar de ejecución, esto es, considerando que el periodo junio a agosto de 2025 será el primer trimestre estándar de negociación para aplicación de la norma, y el primer trimestre estándar de ejecución iría de septiembre a noviembre de 2025 y no el trimestre junio a agosto de 2025.
* Un trimestre estándar de negociación puede ser a la vez, un trimestre estándar de ejecución de aquellos contratos registrados en trimestres estándar de negociación previos.
* De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 22 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, en un trimestre estándar de negociación no se pueden registrar contratos de suministro cuya ejecución se realizará en ese mismo trimestre estándar, con las excepciones establecidas para los contratos de suministro de contingencia y los establecidos de acuerdo con el parágrafo del artículo 19 de la resolución en mención.

1. **Artículo 3. Semana Laboral.** *No es claro, cómo se negociaría la semana laboral cuando martes, miércoles o jueves sean día festivo.*

**RESPUESTA:**

La Semana Laboral está definida de la siguiente manera en la Resolución CREG 102 015 de 2025:

“***Semana laboral:*** *período de tiempo que va desde las 00:00 del lunes hasta las 24:00 horas del viernes de la misma semana calendario.* ***La Semana laboral no tendrá en cuenta los días festivos que se presenten en el período de tiempo estipulado***”. (subrayado en negrilla fuera de texto)

De lo anterior, es claro que la cantidad máxima del suministro que se pacte en contratos cuya duración de ejecución está en Semanas Laborales, se garantiza solamente para los días que no son festivos en una Semana Laboral.

1. **Artículo 5. Publicación y validación de información.** *El numeral 11 del artículo establece que el Gestor de Mercado publicará las cantidades remanentes tomando los valores PTDV y CIDV de la publicación más reciente del MME. Al respecto es pertinente tener en cuenta que, si bien es clara la necesidad de la validación, el proceso de publicación de los actos administrativos correspondientes por parte del MME puede presentar retrasos y lo cual afectaría la posibilidad de contar con los volúmenes más actualizados para comercializar por parte de los vendedores.*

**RESPUESTA:**

En el artículo 2.2.2.2.22 del Decreto 1073 de 2015, se establece que:

“*ARTÍCULO 2.2.2.2.22. Actualización de la declaración de producción. Todos los productores, los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado obligados a declarar conforme a lo previsto en el presente Decreto,* ***deberán actualizar su declaración exponiendo y documentando las razones que la justifican, por variación en la información disponible al momento de la declaración*** *y/o inmediatamente se surta un procedimiento de comercialización, conforme a lo previsto en este Decreto*”. (subrayado en negrilla fuera de texto)

Asimismo, en el primer inciso del artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015, se establece que:

“*ARTÍCULO 2.2.2.2.21.1. Declaración de Cantidades Importadas de Gas Natural Disponibles para la Venta. Los comercializadores de gas natural importado declararán al Ministerio de Minas y Energía* ***o a quien éste determine****, sus Cantidades Importadas de Gas Natural Disponibles para la Venta (CIDV), quien se encargará de publicarlas”.* (subrayado en negrilla fuera de texto)

1. **Artículo 5. Manejo información confidencial***. El parágrafo 1 del artículo señala que los agentes del mercado están en la obligación de entregar copia de todos los contratos al Gestor de Mercado y este a su vez está en la obligación de mantener reserva de la información que tenga tal carácter. Sin embargo, el artículo no define los parámetros, controles ni mecanismos que debe implementar el Gestor de Mercado para la protección de la información y ni, en caso de revelación de información confidencial, cuál es la instancia que protege a los agentes. Agradecemos a la CREG aclarar estos aspectos.*

**RESPUESTA:**

En la Resolución CREG 076 de 2019 se determinan los servicios a ser prestados por el Gestor del Mercado de Gas Natural y su alcance. En su artículo 2 se define la actividad de conservar como:

“***Conservar.*** *Es la actividad que consiste en la preservación, respaldo y custodia de toda la información recopilada, organizada, verificada, analizada y obtenida como resultado de la prestación de los servicios a cargo del Gestor del Mercado, asegurando su integridad y disponibilidad;* ***así como garantizando su confidencialidad de conformidad con las disposiciones legales vigentes***”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

Por otra parte, en el artículo 4 de la resolución en mención, se estipula como uno de los servicios del Gestor del Mercado el siguiente alcance:

“*4.1. Centralizar la información transaccional y operativa del Mercado Mayorista de gas natural. Este servicio consiste en Recopilar, organizar, Verificar y* ***Conservar centralmente datos e información transaccional*** *y operativa del Mercado Mayorista de gas natural, obtenida de los Participantes del mercado, directamente o a través de fuentes de información a las que tenga acceso o disponga de acuerdo con la regulación vigente*”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

No es del alcance de la resolución que establece las reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista de Gas Natural, definir los parámetros, controles o mecanismos que debe implementar el Gestor del Mercado para la protección de la información y ni, en caso de revelación de información confidencial, cuál es la instancia que protege a los agentes. En todo caso, se hará una revisión del cumplimiento de las obligaciones de conservar centralmente la información establecidas al Gestor del Mercado en la Resolución CREG 076 de 2019 mencionada.

1. **Artículo 5. Distribución de la participación en el pago al Gestor del Mercado***. Consideramos necesario que se haga explicito la forma en las que se ajustarán las variables ECVv,m, ECVi,v , ECVj,v y CU, pues del tratamiento que se le dé a las mismas se podrían generar afectaciones al alza o a la baja sobre la remuneración y los costos trasladados dentro de los contratos.*

**RESPUESTA:**

Se requerirá al Gestor el Mercado que mediante publicación a los Participantes del mercado haga explícita la manera en que se calcula la distribución de las obligaciones de pago de los vendedores del Mercado primario de los servicios que presta, en cumplimiento de la Resolución CREG 102 015 de 2025.

1. *​​¿Los contratos firmes sujetos a condiciones pagan remuneración al gestor del mercado?*

**RESPUESTA:**

En el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2024 se establece que:

“*Contrato Firme sujeto a Condiciones: Contrato, acuerdo comercial o documento de compromiso asimilable en el que un Agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o gas natural importado, sin interrupciones, durante un período determinado exceptuando los periodos de mantenimiento programado. La ejecución de este contrato está sujeto a que se realice la declaración de comercialidad o la puesta en servicio de las infraestructuras de importación de gas natural y a partir de ese momento se entenderá como un Contrato en Firme.**Esta modalidad de contrato no requiere de Respaldo Físico*”.

Por otra parte, en el artículo 7 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, se establece que:

“***Artículo 7. Remuneración del Gestor del Mercado.*** *La remuneración del Gestor del Mercado se realizará conforme a lo establecido en el artículo 22 de la Resolución CREG 055 de 2019 o aquella que la modifique o sustituya. Para efectos de lo anterior, los contratos que garanticen firmeza mencionados en dicho artículo* ***corresponden a todos aquellos que requieren Respaldo Físico, de acuerdo con lo establecido en la presente resolución, así como los contratos de PTDV en Pruebas y los contratos con interrupciones que adquieren firmeza en forma diaria****”.*

*Los vendedores podrán incluir este costo en el precio del gas natural, al momento de la suscripción del contrato correspondiente****”.*** (subrayado en negrilla fuera de texto).

De lo anterior es claro que los Contratos Firmes sujetos a Condiciones no entran a ser parte de la distribución del valor a pagar al Gestor del Mercado. Es de tener en cuenta que dichos Contratos no se negocian dentro de las reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista de Gas Natural, ni se registran ante el Gestor del Mercado. Sin embargo, una vez se cumpla con la condición de ejecución del Contrato Firme sujeto a Condiciones, contará con Respaldo Físico, se deberá registrar el contrato ante el Gestor del Mercado bajo una modalidad de ejecución firme, como se detalla en el artículo 43 de la Resolución CREG 102 015 de 2025 y, por tanto, será sujeto de distribución del pago al Gestor del Mercado a partir de ese momento.

1. **Artículo 7. Remuneración***. Entendemos que en la remuneración del Gestor de Mercado se incluirán los contratos con interrupciones que en el día de gas pueden ser firmes, así como los contratos en pruebas que tengan firmeza, agradecemos que se aclare cómo se realizará este cobro y si estará sujeto a ajustes posteriores al cobro inicial. De otro lado, entendemos que en el cobro de la remuneración al Gestor de Mercado no se considerarán los contratos/acuerdos/actas/certificados de descuento de gas natural para consumo propio.*

**RESPUESTA:**

En la distribución del pago al Gestor del Mercado no se han incluido los contratos, acuerdos, actas, certificados de descuento, etc. que se hayan registrado de acuerdo con lo establecido en el artículo 41 de la Resolución CREG 102 015 de 2025. Se ha tenido en cuenta que dichos compromisos no siguen las reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista de Gas Natural.

Ver respuesta a la pregunta 13 del presente ANEXO.

1. **Artículo 8. Parágrafo 3**: *¿Se pueden compensar cantidades durante el mismo mes de consumo?*

**RESPUESTA:**

En lo contratos de las modalidades CF80 y CF95 el cálculo del pago mínimo se debe hacer de manera mensual y no de manera diaria, de tal manera que si en la mitad del número de días del mes el comprador nomina una cantidad menor a la correspondiente al pago mínimo, por ejemplo una cantidad del 90% en un CF95, en la otra mitad del número de días del mismo mes el comprador podrá nominar una cantidad de gas superior correspondiente al pago mínimo, por ejemplo una cantidad del 100% en el CF95 (sin que pueda superarse el 100%), con lo que “compensaría” las cantidades nominadas de menos, pues la liquidación mensual se haría con base en la suma de las cantidades diarias.

1. **Artículo 9. Contrato firme sujeto a condiciones.** *El parágrafo 2 del artículo 9 señala que ""Los requisitos mínimos de la CREG que se aplicarán durante la ejecución de los contratos de suministro con Respaldo Físico, los contrato de PTDV en Pruebas y los contratos con interrupciones cuando se cumpla lo establecido en el artículo 38 de la presente resolución, serán los establecidos al momento del registro de los mismos ante el Gestor del Mercado. En todo caso, las partes podrán acogerse voluntariamente a cambios en dichos requisitos, en caso de que la CREG los modifique de manera general en fecha posterior, previo al inicio de ejecución del contrato o durante la misma. Entendemos que en el caso de los contratos firmes sujetos a condiciones, se podrán suscribir antes del 1° de junio con las condiciones mínimas establecidas en la Resolución CREG 102 015 de 2025. Agradecemos a la Comisión su confirmación o comentarios al respecto.*

**RESPUESTA:**

En el numeral 6. del artículo 41 “*Información de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones y registro de los contratos resultantes*” de la Resolución CREG 102 015 de 2025, se establece como condición para el registro de los contratos resultantes de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones que:

“*6. Los requisitos mínimos a aplicar en la ejecución del contrato que se registra resultante del Contrato Firme sujeto a Condiciones serán los establecidos por la CREG de acuerdo con el capítulo II del Título III de la presente resolución o de aquellas que la modifiquen o sustituyan,* ***para la fecha en que se dio la información al Gestor del Mercado del Contrato Firme sujeto a Condiciones***”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

La disposición anteriormente enunciada es nueva, no está incluida en la Resolución CREG 186 de 2020, puesto que proviene de lo establecido en el literal c) del artículo 2.2.2.2.45 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 1467 de 10 de diciembre de 2024, que establece:

“*Todos los contratos al momento de suscribirse deberán sujetarse a los requisitos mínimos previstos en el Capítulo ll de la Resolución CREG 186 de 2020 o aquella que la modifique o sustituya a excepción de la "Actualización de Precios*"”

Por lo anterior, se entiende que los Contratos Firmes sujetos a Condiciones que se informen al Gestor del Mercado después de la fecha de publicación del Decreto 1467 de 2024, deberán incorporar los requisitos mínimos establecidos por la CREG en la Resolución CREG 186 de 2020, y a partir del 1 de junio de 2025, deberán incorporar los requisitos mínimos de la Resolución CREG 102 015 de 2025, de acuerdo con la fecha de inicio de aplicación de esta última resolución establecida en su artículo 46 y lo establecido en el primero y segundo inciso de su artículo 43.

1. **Artículo 10. Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña.** *Conforme el numeral 1, entendemos que para el gas proveniente de costa afuera se otorgan 10 días hábiles para la notificación del evento; no obstante, en el numeral 2 se dan 5 días para el envío de toda la información contados a partir del acaecimiento del hecho. Entendemos que para el caso de fuentes costa afuera, los 5 días se cuentan a partir de la finalización del plazo máximo de notificación. Agradecemos a la Comisión realizar las aclaraciones correspondientes.*

**RESPUESTA:**

Los numerales 1 y 2 del artículo 10 de la Resolución CREG 102 015 de 2025 señalan lo siguiente:

“*En caso de que ocurra un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña se deberá proceder de la siguiente forma:*

*1. La parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña notificará por escrito* ***a la otra parte el acaecimiento del hecho, dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes****, invocando las circunstancias constitutivas del evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña. En el caso de Fuentes de Suministro ubicadas costa afuera el plazo de notificación corresponderá a diez (10) días calendario.*

*2. La parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, entregará por escrito a la otra parte, dentro de los* ***cinco (5) días calendario siguientes al acaecimiento del hecho****, toda la información necesaria para demostrar la ocurrencia de este y los efectos del evento en la prestación del servicio para la otra parte”. (subrayado en negrilla fuera de texto)*

De los textos anteriores se observa que la referencia de plazos de notificación (numeral 1) y de entrega de la información necesaria para demostrar la ocurrencia del evento (numeral 2) es la misma. En el caso general de la ocurrencia de eventos que afectan el cumplimiento de un contrato de suministro, el plazo que se da es de 24 horas para noticiar a la contraparte, y de otros 4 días calendario adicionales para demostrar la ocurrencia y los efectos el evento.

En el caso de que la Fuente de Suministro pactada esté localizada costa afuera, el plazo de notificación establecido de 10 días calendario corre también a partir del acaecimiento del evento, y siendo que este plazo supera los 5 días calendario establecidos para la demostración de la ocurrencia del evento y sus efectos, se entiende que en dicho plazo de 10 días calendario, no solamente debe notificar el acaecimiento, sino que también debe entregar la información necesaria para demostrar su ocurrencia y sus efectos. Es por ello por lo que, para dar cumplimiento al numeral 1 y al numeral 2 transcritos en el caso de costa afuera, se cuentan con los 10 días calendario que transcurran a partir del acaecimiento del evento, y no como se propone en el entendimiento de la pregunta recibida.

En todo caso se debe tener en cuenta lo estipulado en el numeral 3. del mismo artículo, que dispone:

“*3. Una vez que la parte afectada directamente por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña haya hecho la notificación,* ***se suspenderá el cumplimiento de la obligación de entregar o de aceptar la entrega, a partir del acaecimiento del respectivo hecho*** *y hasta el momento en que haya cesado la causa eximente de responsabilidad y superado el evento, y se considerará que ninguna de las partes ha incumplido”.* (subrayado en negrilla fuera de texto).

1. **Artículo 10. Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña.** *En los proyectos costa afuera consideramos necesario articular los tiempos de notificación, con los tiempos de entrega de información, entendiendo que los tiempos entrega de información deberían ser al menos de 10 días para fuentes costa afuera.*

**RESPUESTA:**

Ver respuesta a la pregunta 18 del presente ANEXO.

1. *¿En el caso de las fuentes costa afuera cómo se articulan los tiempos de notificación y entrega de información? En la operación lo que toma tiempo no es la notificación, es la investigación y reporte de información.*

**RESPUESTA:**

Ver respuesta a la pregunta 18 del presente ANEXO.

1. **Artículo 11, numeral 15. Duración permisible para suspensiones del servicio.** *El artículo 11 incluye en el numeral 5 los eventos eximentes asociados a ""Los eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y eventos eximentes de cualesquiera de los tramos del contrato de transporte del SNT que contiene el punto de entrada que sirve como Punto de Entrega del respectivo contrato de suministro"", no obstante, en el parágrafo 2 no se especifica si deben aplicar el procedimiento de notificación del artículo 10. Agradecemos a la Comisión aclarar este punto.*

**RESPUESTA:**

El procedimiento de notificación establecido en el numeral 1 del artículo 10 de la Resolución CREG 102 015 de 2015 aplica para las partes del contrato de suministro, por lo que dicho procedimiento no puede aplicarse para un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y eventos eximentes del contrato de transporte, ya que el vendedor del contrato de suministro no es parte del contrato de transporte.

Se entiende que el comprador del contrato de suministro deberá informar al vendedor el contrato de suministro, en el momento de la nominación del contrato de suministro, la ocurrencia de un evento bajo el amparo del numeral 5 del artículo 11. Lo anterior, con el fin de que el vendedor del Mercado primario considere la situación para efectos de autorizar nominaciones recibidas para contratos con interrupciones vigentes de las Fuentes de Suministro afectadas y/o para la negociación de otros contratos, de acuerdo con lo establecido en el parágrafo del artículo 19 de la resolución en mención.

1. **Artículo 11. Eventos eximentes***. En el mercado de Gas Natural Importado – GNI existen otros eventos eximentes que no están hoy previstos en la regulación y que dificultan a un vendedor de GNI o de servicios relacionados hacer transacciones en Colombia. ¿Tiene previsto la CREG ampliar los eventos eximentes para todo lo referente al GNI?*

**RESPUESTA:**

En las reglas establecidas en la resolución CREG 102 015 de 2025, se han establecido los eventos eximentes de manera que los riesgos de cumplimiento de los contratos de suministro, en general, sean asumidos por la parte que menos le cuesta asumirlos y con base en ello, negociarse la asignación de una cantidad a un precio dado. El comercializador de gas importado, es quien, en el esquema planteado en la resolución en mención, contrata los servicios de las infraestructuras de importación, a partir de lo cual forma el precio de oferta, junto con los demás conceptos como son el costo del gas obtenido en el exterior, su transporte a punto de importación y colocación en Punto de Entrega. Por ello, dicho agente puede administrar mejor los riesgos derivados de traer el gas obtenido en el exterior al punto de importación y llevarlo al Punto de Entrega de los contratos de suministro, para lo cual puede contratar servicios asociados a infraestructuras de importación, tales como el almacenamiento de GNL, que mitigan significativamente los riesgos derivados de traer gas obtenido en el exterior.

En todo caso, tal como se mostró en el Taller de Divulgación, en la Agenda Regulatoria indicativa 2025 de la CREG se tiene contemplada la definición de los servicios asociados a las infraestructuras de importación, así como su comercialización, contratación y remuneración. Si fruto de ello se encuentra más eficiente una asignación de riesgos diferente a la contemplada en la Resolución CREG 102 015 de 2025 para el comercializador de gas importado, se propondrán los ajustes correspondientes.

1. **Artículo 11. Eventos eximentes***. ¿Cuál es la justificación de atar los tiempos de suspensión a la infraestructura de transporte siendo activos que ya fueron desasimilados?, y ¿Por qué no se tienen en cuenta tiempos relacionados con la actividad propia de comercialización, como podrían ser mantenimientos a sistemas de información, entre otros?*

**RESPUESTA:**

Es necesario tener en cuenta que en el Decreto 1467 de 2024 se modificó la definición de Infraestructura de Regasificación vigente, a la que se le añadió un nuevo texto, quedando de la siguiente manera:

“*Infraestructura de Regasificación: Conjunto de instalaciones que permiten transformar el gas natural de estado líquido a estado gaseoso que incluyen, entre otras instalaciones complementarias, las requeridas para descargar, transportar, almacenar, procesar y tratar el gas natural importado.* ***En caso de que dicha infraestructura de regasificación sea adoptada por el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, esta será considerada como una extensión de los activos del SNT***”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

En todo caso, se tomó como referencia adicional para efectos prácticos, lo establecido en la Resolución CREG 062 de 2013, por la cual se establece un ingreso regulado por el uso de Gas Natural Importado en generaciones de seguridad, que ha sido aplicada entre los años 2016 a 2025 sin cambios al respecto, y que especifica que “(…) *dejando en claro que la disponibilidad de la infraestructura* [para importar GNL de los mercados internacionales, almacenarlo y regasificarlo para ponerlo en un punto de entrada al Sistema Nacional de Transporte – SNT] *será los 360 días al año* (…)”. Es decir, se dan 5 días para que la infraestructura de regasificación no esté disponible al año, que corresponden a 120 horas/año continuas o discontinuas, que son las mismas que se encuentran establecidas en el artículo 12 de la Resolución CREG 185 de 2020

1. **Artículo 11. Eventos eximentes***. Partiendo del principio de neutralidad, porque en la duración permisible bajo el artículo 12, se le permite máximo 120 horas anuales a la infraestructura de importación que es una fuente de suministro de gas VS las 480 horas que se les permite a las fuentes de suministro de gas nacional?*

**RESPUESTA:**

Ver respuesta a la pregunta 23 del presente ANEXO.

1. *En términos de tiempo, respetuosamente se agradece definir la expresión "aviso amplio y oportuno" al momento de declarar un evento eximente por mantenimientos programados por alguna de las partes.*

**RESPUESTA:**

En los numerales 3, 6 y 8 del artículo 11 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, se hace uso de la expresión sobre la que se preguntaba. Dicha expresión proviene, tal cual, como se observa de los considerandos de esta, del numeral 1 del artículo 139 de la Ley 142 de 1994, que establece:

“*ARTÍCULO 139. SUSPENSIÓN EN INTERÉS DEL SERVICIO. No es falla en la prestación del servicio la suspensión que haga la empresa para:*

*139.1. Hacer reparaciones técnicas, mantenimientos periódicos y racionamientos por fuerza mayor,* ***siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno*** *a los suscriptores o usuarios*”.

Por otra parte, la Real Academia Española define así los siguientes adjetivos:

“*Amplio: adj. Extenso, dilatado, espacioso”.*

*“Oportuno: adj. Que se hace o sucede en tiempo a propósito y cuando conviene*”.

Por lo anterior entendemos de la Ley 142 de 1994 que el aviso que se debe dar es un aviso extenso que se hace en el momento especificado conforme al protocolo al que se hace referencia, para que la contraparte (el comprador o el vendedor) tome las medidas de mitigación necesarias para reducir la afectación negativa por la interrupción del servicio que se presenta.

1. **Artículo 13. Respaldo con fuente adicional***. Según el parágrafo 1 del Artículo 13 entendemos que el vendedor puede dar respaldo de la fuente inicialmente pactada con una o varias fuentes mientras no se afecten los componentes de transporte, distribución y comercialización que se trasladan a los usuarios, no obstante, se entendería que el componente G podría tener ajustes frente a lo inicialmente pactado.*

**RESPUESTA:**

En el parágrafo 1 del artículo 13 de la Resolución CREG 102 015 de 2025 se establece que:

“***Parágrafo 1****. Las partes podrán definir otras circunstancias adicionales en que se configure un incumplimiento, sin que se exima del cumplimiento de la obligación principal del contrato. En todo caso no habrá incumplimiento cuando el vendedor atienda el contrato con el suministro de gas natural proveniente de otra Fuente de Suministro, propia o de un tercero, diferente a la que se previó en el contrato de suministro, siempre y cuando esto no le implique al comprador asumir mayores costos en las demás actividades de la cadena de prestación del servicio”.*

En el texto transcrito, se define que el contrato de suministro se cumple cuando el vendedor atienda el contrato con el suministro de gas natural proveniente de otra Fuente de Suministro, propia o de un tercero, diferente a la que se previó en el contrato de suministro, siempre y cuando esto no le implique al comprador asumir mayores costos en las demás actividades de la cadena de prestación del servicio.

Evidentemente para lo anterior, se parte de que el contrato se cumple siempre y cuando el precio y la cantidad del suministro sean los pactados desde un principio, pues de otro modo, en caso de existir modificación del precio del suministro o de la cantidad de suministro, el contrato no se estaría cumpliendo, así se entregue el gas de otra fuente diferente a la pactada en el mismo Punto de Entrega pactado.

Ver respuesta a la pregunta 8 del presente ANEXO.

1. **Artículo 13. Causales de incumplimiento.** *¿Por qué es un incumplimiento no entregar gas cuando no se cumple el mínimo operativo?*

**RESPUESTA:**

La condición general de incumplimiento de cualquier contrato de suministro parte de que no se entrega el gas nominado el día anterior. Sin embargo, la regulación establece eventos (fuerza mayor, caso fortuito, causa extraña, eximentes) en los que, así no haya entrega de gas, y aunque constituye un incumplimiento de hecho, se exime de responsabilidad a quien incumple, como se encuentra en la definición del artículo 3 de eventos eximentes de responsabilidad en suministro.

En el caso de infraestructuras de regasificación hay dos casos precisados y diferenciados en razón al tipo de usuario que se afecta por el incumplimiento de la entrega del gas nominado:

* Se exime de responsabilidad del incumplimiento, en el caso de los contratos de modalidades de tipo firme que se registren por parte de los Comercializadores de gas importado, con compradores **que no lo destinan para la atención de la Demanda Esencial**, si así lo acuerdan las partes, la situación que se presenta cuando la nominación de regasificación de gas natural licuado total recibida, es decir, la suma de todas las nominaciones individuales recibidas para cualquier tipo de demanda, por el operador de la Infraestructura de Regasificación para un mismo día de gas, no sea igual o superior al valor del mínimo operativo técnico requerido por esa infraestructura para la regasificación del gas natural licuado.
* No se exime de responsabilidad del incumplimiento, en el caso de los contratos de modalidades de tipo firme que se registren por parte de los Comercializadores de gas importado, con compradores **que lo destinan para la atención de la Demanda Esencial**, la no entrega del gas nominado por el comprador, cualquiera sea dicha cantidad, siempre que no supere la cantidad máxima contratada, sin excepción alguna, incluso cuando la nominación de regasificación de Gas natural licuado total recibida, es decir, la suma de todas las nominaciones individuales recibidas para cualquier tipo de demanda por el operador de la Infraestructura de Regasificación para un mismo día de gas, no sea igual o superior al valor del mínimo operativo técnico requerido por esa infraestructura para la regasificación del gas natural licuado.

Si en un contrato de suministro que utiliza como Fuente de Suministro un Punto de Importación, se pacta como evento eximente, en forma explícita o implícita, o se especifica que no es causal de incumplimiento la no entrega del gas nominado debido a que la nominación de la Infraestructura de Regasificación haya sido inferior al Mínimo Técnico Operativo de dicha Infraestructura, se estaría incumpliendo la regulación que se ha mencionado, siendo responsabilidad de ambas partes del contrato de suministro dicha situación.

1. **Artículo 13. Valores de compensación por incumplimiento.** *¿Cuál es la fórmula de compensación de la interrupción del suministro para usuarios de la demanda esencial atendidos con GNI?*

**RESPUESTA:**

En el artículo 14 de la Resolución CREG 102 015 de 2025 se establece que:

“*En caso de que se presente alguno de los incumplimientos definidos en el artículo 13 de esta Resolución, deberán pagarse únicamente las siguientes compensaciones:*

*1. En el caso de los contratos de suministro de gas natural bajo las modalidades firme, CF, de firmeza condicionada, CFC, de opción de compra de gas, OCG, firme CF80, firme CF95, de PTDV en Pruebas y contratos con interrupciones cuando se cumpla lo establecido en el artículo 38 de la presente resolución:*

*a) Si el vendedor incumple sus obligaciones, conforme a lo dispuesto en los literales a) de los numerales 1 y 2, y a lo dispuesto en el numeral 3, todos los anteriores del artículo 13 de esta Resolución, se deberá reconocer y pagar a la parte afectada el siguiente valor, según corresponda:*

1. *Cuando el incumplimiento no conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 1 del*
2. *de esta Resolución.*
3. *Cuando el incumplimiento conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 2 del*
4. *de esta Resolución.*

*b) Si el comprador incumple la obligación de pagar el gas contratado, el vendedor podrá hacer efectivas las garantías que hayan sido pactadas en el contrato respectivo. Lo anterior sin perjuicio del cobro de los intereses de mora que se hayan previsto en el contrato”.*

Se observa que en los textos publicados hay un error de digitación que se debe corregir, lo cual se hará mediante publicación de Fe de Erratas de la Dirección Ejecutiva. El texto correcto es el siguiente:

“*En caso de que se presente alguno de los incumplimientos definidos en el artículo 13 de esta Resolución, deberán pagarse únicamente las siguientes compensaciones:*

*1. En el caso de los contratos de suministro de gas natural bajo las modalidades firme, CF, de firmeza condicionada, CFC, de opción de compra de gas, OCG, firme CF80, firme CF95, de PTDV en Pruebas y contratos con interrupciones cuando se cumpla lo establecido en el artículo 38 de la presente resolución:*

*a) Si el vendedor incumple sus obligaciones, conforme a lo dispuesto en los literales a) de los numerales 1 y 2, y a lo dispuesto en el numeral 3, todos los anteriores del artículo 13 de esta Resolución, se deberá reconocer y pagar a la parte afectada el siguiente valor, según corresponda:*

1. *Cuando el incumplimiento no conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 1 del* ***Anexo 2*** *de esta Resolución.*
2. *Cuando el incumplimiento conlleve la interrupción del servicio a usuarios regulados, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 2 del* ***Anexo 2*** *de esta Resolución.*

*b) Si el comprador incumple la obligación de pagar el gas contratado, el vendedor podrá hacer efectivas las garantías que hayan sido pactadas en el contrato respectivo. Lo anterior sin perjuicio del cobro de los intereses de mora que se hayan previsto en el contrato”.*

Se encuentra entonces especificado los casos en que se aplican las ecuaciones de cálculo de las compensaciones, que son los contratos de suministro de gas natural bajo las modalidades:

* firme, CF,
* de firmeza condicionada, CFC,
* de opción de compra de gas, OCG,
* firme CF80,
* firme CF95,
* de PTDV en Pruebas y
* contratos con interrupciones cuando se cumpla lo establecido en el artículo 38.

Por otra parte, en el Anexo 2 se repite la especificación de las mismas modalidades contractuales. En el caso de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones se entiende que se aplica de manera semejante, una vez se cumpla la condición previa para que el contrato sea ejecutable en firme.

Se debe tener en cuenta que los contratos de suministro no tienen modalidad alguna que diferencie si el gas es obtenido en el exterior o es producido en territorio nacional. Solamente se diferencian por la modalidad contractual, de tal modo que un contrato que tiene como Fuente de Suministro un Punto de Importación, se debe catalogar del mismo modo que un contrato de gas de producción nacional mediante la modalidad contractual utilizada y con ello aplicar los Requisitos Mínimos de los contratos establecidos por la CREG.

1. **Artículo 15. Actualización de precio.** *Entendemos que en el Artículo 15 se diferencia los precios resultantes de procesos de concurrencia y los de procesos de negociación directa, que en todo caso tienen en común la actualización como mínimo trimestral, la posibilidad de usar o no la fórmula de actualización del Anexo 3 y que en caso de no llegar a un acuerdo el indexador será el establecido en dicho Anexo. El manejo diferencial estaría que en caso de un proceso de negociación directa la indexación resultante podría ser diferente y que en el caso de procesos de concurrencia el indexador por fuente tendría que ser el mismo para un proceso aplicado en un trimestre de negociación en particular. Agradecemos confirmar este entendimiento.*

**RESPUESTA:**

El mecanismo de comercialización de negociación directa implica el uso libre de cualquier proceso de contratación del suministro. En la Resolución CREG 102 015 de 2025 se menciona tres tipos de negociaciones directas, dos con procesos que se mencionan de concurrencia de posibles compradores, y uno de negociación bilateral en que se negocia directamente con un solo comprador a la vez y en la que el precio y la cantidad de asignación no está relacionado, limitado o supeditado con el precio y la cantidad de negociación que se haya negociado con otros compradores. En todo caso, lo anterior no limita a los vendedores al uso de otros mecanismos de asignación de precios y cantidades.

Lo que puede ocurrir es que para la asignación de cantidades y precios del suministro en un trimestre estándar de ejecución futuro para el que el Gestor del Mercado en el trimestre estándar de negociación obtuvo un balance comercial deficitario, se debe desarrollar un proceso de priorización para la atención de la Demanda Esencial, que necesariamente implica un proceso de concurrencia, ya sea que se resuelva mediante algún tipo de subasta de venta (por ejemplo de oferta ascendente, de oferta descendente, de sobre cerrado con primer precio, de sobre cerrado con segundo precio), o por distribución a prorrata con un precio único para todos los compradores que participan. Si se desarrolla una negociación bilateral, el vendedor correría el riesgo de incumplir la priorización de la atención para la Demanda Esencial.

En el primer inciso del artículo 15 de la Resolución CREG 102 015 de 2025 se establece que:

“*Las ecuaciones para la actualización de los precios en los contratos, vigentes o nuevos, podrán ser aplicadas en las frecuencias que acuerden las partes de, como mínimo, un Trimestre Estándar y* ***podrán ser pactadas libremente, en el caso de que se utilice el mecanismo de negociación directa en la que no se aplique un proceso de concurrencia de interesados****. Para lo anterior, se podrán utilizar entre otras, las ecuaciones establecidas en el Anexo 3 de la presente resolución*”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

En el quinto inciso del mismo artículo 15 de la Resolución CREG 102 015 de 2025 se establece que:

“*En el caso de que en el mecanismo de negociación directa del suministro de cualquier Fuente de Suministro, sin excepciones, se utilicen procesos de concurrencia de interesados en comprar****, las ecuaciones de actualización de precios deberán ser idénticas en cada uno de los contratos resultantes de cada proceso, así como la frecuencia a la que se les dará aplicación,*** *que como mínimo será de un (1) Trimestre Estándar*”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

De lo anterior se entiende que, tanto en procesos de concurrencia como en negociaciones bilaterales, los vendedores pueden utilizar ecuaciones para la actualización de los precios de los contratos diferentes a las establecidas en el Anexo 3. Sin embargo, en el caso de negociaciones bilaterales, en las que solamente se negocia con un solo comprador en forma independiente a las demás negociaciones, el vendedor puede utilizar un precio inicial y una ecuación de actualización del precio diferente en la negociación bilateral con cada comprador. En el caso de procesos de concurrencia, por lo contrario, el precio inicial y la actualización del precio debe aplicarse de manera idéntica para cada comprador que resulta asignado en el proceso y no puede ocurrir que los contratos que se suscriban como resultado de la asignación en el proceso de concurrencia los precios iniciales y las ecuaciones de actualización de los precios iniciales sea diferente. Lo anterior claro, con la excepción de la aplicación del Precio de Reserva a la demanda regulada de la Demanda Esencial y el Precio de Cierre para la demás demanda, cuando se surtieron procesos de subasta

Como se observa, en ambos casos (procesos de concurrencia o procesos bilaterales) la actualización del precio se realiza en períodos de, como mínimo, un Trimestre Estándar.

Por último, como se indica en el cuarto inciso del artículo 15, si las partes no se ponen de acuerdo en las ecuaciones de actualización, se deberá utilizar la ecuación establecida en el Anexo 3 con el factor beta (β) igual a cero (0) y se aplicará cada primer día del Trimestre Estándar siguiente al trimestre en que se cumpla cada año de ejecución del contrato, como se especifica en el parágrafo 2 del artículo 15, en armonía con la ecuación de actualización del Anexo 3 que calcula la variación anual del índice de precios de referencia (serie WPSFD41312 publicada por el *Bureau of Labor Statistics*). En todo caso, para la suscripción del contrato de suministro se debe lograr un acuerdo en el precio inicial al que se le aplicará la ecuación del Anexo 3.

1. **Artículo 15. Actualización de precio***. Adicionalmente agradecemos confirmar que: 1. En diferentes trimestres de negociación podrían pactarse indexadores diferentes 2. Si la indexación propuesta por el vendedor y la indexación del Anexo 3 no cubre los riesgos de variación de precio, el vendedor no estaría en la obligación de suscribir contratos con el comprador. 3. La frecuencia de indexación puede ser diferente para diferentes compradores. 4. El precio para el inicio de entregas puede ser un valor fijo o un valor resultante de la aplicación de una fórmula independiente si se trata o no de un proceso de concurrencia.*

**RESPUESTA:**

En la Resolución CREG 102 015 de 2025 no se encuentra ninguna limitación con respecto al acuerdo que, en las negociaciones directas, se realice respecto de las ecuaciones de actualización del precio inicial, desarrolladas en diferentes trimestres estándar de negociación, excepto lo mencionado en la respuesta a la pregunta 29 del presente ANEXO. Es por ello por lo que, en diferentes trimestres estándar de negociación se pueden pactar precios iniciales y sus ecuaciones de actualización diferentes.

Por otra parte, tal como se responde a la pregunta 29 anterior, cuando las partes no logran un acuerdo en las ecuaciones de actualización el precio inicial, se debe utilizar en la negociación la ecuación establecida en el Anexo 3. la ecuación de actualización del precio inicial que se debe aplicar en cada año de ejecución del contrato, de modo que, si el contrato inicia ejecución en marzo de 2025, la actualización del precio inicial se debe realizar el 1 de marzo de 2026. Sin embargo, en este caso sobre el precio inicial sí debe haber un acuerdo entre las partes por lo que, de no llegarse a tal acuerdo al respecto de dicho precio, ni el vendedor ni el comprador están en la obligación de suscribir el contrato de suministro.

En cuanto a la frecuencia de actualización del precio inicial, ver la respuesta a la pregunta 29 del presente ANEXO.

En el caso de procesos de concurrencia, tal como se establece en el literal a. del artículo 25 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, se establece que el precio del contrato será el que surja de la aplicación de los mecanismos de comercialización de negociación directa en los que haya procesos de concurrencia de interesados, por lo que es un precio fijo, ya sea el Precio de Reserva o ya sea el Precio de Cierre, si hubo subasta, o ya sea el Precio Único si hubo asignación a prorrata.

Finalmente, tal como se establece en el literal c. del mismo artículo 25, para la negociación directa en que no se utilice como mecanismo de comercialización un proceso de concurrencia de interesados, el precio inicial, PI, efectivamente puede ser un precio fijo (por ejemplo, 5.00 USD/MBTU) o un precio variable (por ejemplo, HHNGSP[[1]](#footnote-2) + 5.50 USD/MBTU) donde la ecuación de actualización podría ser (ejemplo no obligante): PAt = promedio trimestre HHNGSPt-1 + [ 5.50 X ( ) ]. Del mismo modo, en el caso establecido en el literal g. del artículo en mención, para los contratos suscritos mediante el uso del literal a. del artículo 23 de la resolución, el precio podrá ser variable en función de índices de precios acordados por las partes en el contrato de suministro.

Los ejemplos son solamente para facilitar la comprensión de la respuesta.

1. **Artículo 15. Actualización de precio.** *El artículo 15 establece que “Las ecuaciones para la actualización de los precios en los contratos, vigentes o nuevos, podrán ser aplicadas en las frecuencias que acuerden las partes de, como mínimo, un Trimestre (…)” ¿Es correcto interpretar que bajo esta premisa el precio de un contrato de suministro en el primario debe ser constante durante un trimestre? ¿Cómo debe entenderse el artículo 15 en concordancia con el artículo 25 donde se establece que “el precio podrá ser variable en función de índices de precios acordados por las partes en el contrato de suministro”, sin hacer mención a que debe ser constante en el trimestre?*

**RESPUESTA:**

Efectivamente, el precio de ejecución de un contrato de suministro se aplica por igual en cualquier día de ejecución de un mismo Trimestre Estándar de ejecución, a partir del valor actualizado del precio inicial, con la ecuación de actualización pactada. En el caso que se aplique la ecuación del anexo 3 por falta de acuerdo entre las partes al respecto, la actualización es anual, y el mismo precio se aplica por igual a cada día del año de ejecución.

Por otro lado, cuando se hace mención del precio variable en función de índices de precios en el literal g. del artículo 25, se está dando una excepción de las reglas de actualización de precios del artículo 15, para los contratos negociados con las reglas del literal a. del artículo 23 (parágrafo del artículo 19 y numeral 2 del artículo 22). Ver respuesta a la pregunta 30 anterior.

1. **Artículo 19. Mecanismo de comercialización.** *En los mecanismos de comercialización en el mercado primario, se establece una priorización a la demanda esencial. ¿en que ámbitos de aplicación obedece este concepto considerando que la priorización de la demanda esencial aplica, a eventos transitorios de restricción insalvable, y no en condiciones normales?*

**RESPUESTA:**

En l Parágrafo 2 del Artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015, se especifica:

“*PARÁGRAFO 2. La CREG, siguiendo los lineamientos establecidos en el artículo 2.2.2.2.26. de este Decreto,* ***definirá los mecanismos*** *que permitan a los Agentes que atiendan a la Demanda Esencial* ***tener acceso a los contratos de suministro*** *y/o transporte de gas natural a que se refiere este artículo*”. (subrayado con resaltado fuera de texto).

Se entiende la necesidad de que los agentes que atienden Demanda Esencial cuenten con contratos de tipo firme (con Respaldo Físico) precisamente para que la priorización que se da a la atención del consumo de los usuarios que hacen parte de la Demanda Esencial cuando se presentan limitaciones en el suministro o transporte de gas para atender la totalidad de la demanda, parta de un contrato del mismo tipo firme que tienen los demás usuarios que no son parte de la Demanda Esencial. Ciertamente, se hace evidente que, entre los mismos contratos de tipo firme, los contratos que se destinan a atender la Demanda Esencial tienen mayor firmeza (mayor probabilidad de la entrega del gas garantizado que se nomina) que los contratos que atienden la demás demanda.

Es por ello por lo que se entiende el contenido del Parágrafo 1 del mismo Artículo mencionado, cuando dice:

“*PARÁGRAFO 1. Cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que tratan los artículos 2.2.2.2.1. a 2.2.2.2.15. del presente Decreto y* ***los Agentes que atiendan la Demanda Esencial no cuenten con los contratos Firmes o que Garanticen Firmeza asumirán directamente tos costos en que incurran los Agentes que por ello resulten afectados. Lo anterior, sin perjuicio de las acciones administrativas y sanciones que puedan derivarse de este incumplimiento***”.

También puede ocurrir que, en cumplimiento del Artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015, los vendedores del Mercado Primario deban entregar el gas a compradores con los que no tienen suscrito contrato de suministro con el fin de atender la Demanda Esencial de dichos compradores, por lo que resulta necesario que dichos compradores sí tengan al menos suscrito un contrato de tipo firme con las fuentes de suministro que no pueden prestar el servicio por limitaciones técnicas o de insuficiencia de gas natural.

Se entiende que algunos de los tipos de demanda que son parte de la Demanda Esencial, tal como la residencial y del pequeño comercio, puedan tener más dificultad de acceder a los contratos de suministro que los demás tipos de demanda, sobre todo por la disposición a pagar un precio alto, por lo que se entiende que en el Decreto 1073 de 2015 se le haya establecido a la CREG la obligación de establecer mecanismos de acceso a los contratos con Respaldo Físico, es decir, de tipo firme, parra la Demanda Esencial. De otro modo, un comprador que atiende Demanda Esencial no tendría las herramientas necesarias para poder cumplir efectivamente la obligación de contar con contratos con Respaldo Físico, poniendo en riesgo la continuidad en la prestación del servicio a sus usuarios, y teniendo que asumir los costos incurridos por parte de aquellos compradores que no son parte de la Demanda Esencial y a los que no les atenderían sus nominaciones de suministro de gas como resultado de la aplicación de una limitación por insalvable restricción a favor de la Demanda Esencial.

1. *​​* **Artículo 19. Mecanismo de comercialización.** *¿Cuál es la diferencia entre la negociación bilateral y la negociación directa del artículo 18?*

**RESPUESTA:**

Ver la respuesta a la pregunta 29.

1. **Artículo 19. Mecanismo de comercialización***. En la resolución del asunto, en la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural establece en el artículo 16º y 17º. Así:*

*Artículo 16. Vendedores de gas natural en el Mercado primario. Los Productores-comercializadores y los Comercializadores de gas importado son los únicos Participantes del mercado que podrán vender gas natural en el Mercado primario. Para la negociación de los respectivos contratos de suministro de gas natural, estos Participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el capítulo IV del título III de la presente resolución, y en el título V de la presente resolución.*

*Artículo 17. Compradores de gas natural en el Mercado primario. Los comercializadores y los usuarios no regulados, son los únicos Participantes del mercado que podrán comprar gas natural en el Mercado primario. Para la negociación de los respectivos contratos de suministro de gas natural, estos Participantes del mercado deberán seguir los mecanismos y procedimientos establecidos en el capítulo IV del título III de la presente resolución, y en el título V de la presente resolución.*

*Así mismo, en el artículo 19º se indica el mecanismo de comercialización que reúne a vendedores y compradores:*

*…Todos los vendedores deberán utilizar un procedimiento de priorización establecido por cada vendedor de manera libre, en las negociaciones directas que desarrollen de las cantidades solicitadas de PTDVF y CIDVF por parte de los compradores que atienden directamente a usuarios que hacen parte, o compradores que son parte de la Demanda Esencial, en los casos cuya ejecución parcial o total se desarrollará en algún período contenido en cualquier Trimestre Estándar de ejecución para el que se haya obtenido un balance deficitario por parte del Gestor del Mercado, de acuerdo con lo establecido en el literal d. del artículo 21 de la presente resolución.*

*Considerando la alternativa de suministro de gas natural importado,* ***a través de la terminal de regasificación donde compradores del mercado primario pudiesen tener acceso a esta fuente de suministro****, agradecemos a la Comisión nos indique:*

*¿Es correcto entender que la norma del asunto obliga a que los agentes con acceso y derecho de uso de capacidad suficiente para inyectar o entregar gas natural proveniente de las infraestructuras de importación, deben constituirse y ejercer como comercializadores de gas natural importado y poner a disposición del mercado esta capacidad? (*subrayado en negrilla fuera de texto)

**RESPUESTA:**

Hay que tener en cuenta que la obligación establecida en el artículo 19 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, no es nueva, ya aparecía en la resolución CREG 186 e 2020, a partir de las modificaciones realizadas mediante la Resolución CREG 102 009 de agosto de 2024, con la diferencia que la obligación se establecía en artículos diferentes al artículo 19, por obvias razones. Así, en el parágrafo 4 adicionado al Artículo 19 de la Resolución CREG 186 de 2020, que tenía un alcance diferente al nuevo artículo 19 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, se estableció que:

“***Parágrafo 4.******Todos los vendedores deberán establecer un procedimiento de priorización en las negociaciones directas que desarrollen, para la asignación de las cantidades solicitadas por parte de los compradores que atienden directamente a usuarios que hacen parte de la Demanda Esencial****, dado el caso de que el gestor del mercado obtenga un “año de gas con priorización” como resultado de lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 24 de la presente resolución. Particularmente, se deberá tener en cuenta los aspectos establecidos en el literal d) y el parágrafo, ambos del artículo 22 de la presente resolución*”. (subrayado en negrilla fuera de texto)

Asimismo, en el literal d) del artículo 22 de la Resolución CREG 186 de 2020, modificado por el artículo 10 de la Resolución CREG 102 009 de 2024, se estableció que:

“*d) Dado el caso de que el gestor del mercado obtenga un “año de gas con priorización” como resultado de lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 24 de la presente resolución,* ***los vendedores del mercado primario deberán establecer para la asignación de las cantidades solicitadas para ser ejecutadas en ese año, un procedimiento de priorización en las negociaciones directas que desarrollen, para la asignación de las cantidades solicitadas por parte de los comercializadores que atienden directamente a usuarios regulados y no regulados que hacen parte de la Demanda Esencial y las solicitadas por parte de los usuarios no regulados que hacen parte de la Demanda Esencial.*** *Para efectos de lo anterior se deberán tener en cuenta los siguientes aspectos:*

*(…)*”. (subrayado en negrilla fuera de texto)

Finalmente, sobre esa misma regla de priorización, en el Anexo 8 de la Resolución CREG 186 de 2020, adicionado por la Resolución CREG 186 de 2020, se especifica que:

“*El siguiente será el procedimiento a ser desarrollado por los vendedores y compradores del mercado primario mediante el mecanismo de la negociación directa,* ***con el fin de asignar con prioridad, la contratación del suministro de las cantidades requeridas por los compradores para atender los usuarios que son parte de la Demanda Esencial. Lo anterior aplica a cualquier fuente de suministro, ya sea de gas natural de producción nacional o de gas natural obtenido en el exterior****, sin excepción alguna”.* (subrayado en negrilla fuera de texto)

Por otra parte, es de aclarar que la definición de Fuente de Suministro en la Resolución CREG 102 015 de 2025, es la siguiente:

*“****Fuente de Suministro:*** *se entiende por Fuente de Suministro un campo de producción ubicado en el territorio colombiano o un* ***punto de importación***”. (subrayado en negrilla fuera de texto)

Se observa del texto que la Fuente de Suministro se ubica en el punto de Importación.

Ahora bien, en la pregunta se propone que los compradores del mercado primario pudiesen tener acceso a las terminales de regasificación, lo cual actualmente es posible, puesto que en el artículo 2.2.2.2.40 del Decreto 1073 de 2015 no se especifica ninguna limitación al respecto, y se señala que:

*“ARTÍCULO 2.2.2.2.40. Acceso a la capacidad de la Infraestructura de Regasificación. Los Agentes propietarios y/u operadores de la Infraestructura de Regasificación deberán permitir el acceso a la capacidad no utilizada y/o no comprometida a los Agentes que la requieran, siempre y cuando, se cumplan las siguientes condiciones: (i) se cuente con capacidad disponible para ser contratada, y (ii) no se interfiera ni se ponga en riesgo el cumplimiento de los contratos vigentes por asumir nuevos compromisos contractuales.*

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

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

Por otra parte, en la definición de Operador de la Infraestructura de Regasificación del artículo 2.2.2.1.4 del mismo Decreto, se señala que:

*“Operación de la infraestructura de regasificación: Actividad complementaria del servicio público domiciliario de gas combustible, cuya construcción y operación podrá ser desarrollada por los agentes interesados.*

*Corresponderá a la CREG en el marco de sus funciones, especialmente en las señaladas en el artículo 290 de la Ley 1955 de 2019, definir la regulación aplicable a los agentes que operen la infraestructura de regasificación.*

*En todo caso, la CREG en la regulación que expida, deberá garantizar la prestación eficiente del servicio público domiciliarios de gas combustible, para lo cual podrá entre otras cosas, definir o segmentar nuevas actividades que surjan en el desarrollo de la operación de la infraestructura de regasificación, y establecer la participación de los agentes que desarrollen tales actividades*”.

Al respecto, la CREG aún no ha definido las nuevas actividades para la operación de la Infraestructura de Regasificación, por lo que tampoco se encuentra alguna limitación en la regulación CREG respecto de la contratación del acceso y uso de las Infraestructuras de Regasificación.

Las reglas establecidas en general en la Resolución CREG 102 015 de 2025 se aplican para efectos de la contratación del suministro de gas natural. Las actividades involucradas para poner el gas natural en el Punto de Entrega especificado en dicho contrato de suministro, tales como la explotación, procesamiento, transporte a Punto de Entrega y la forma de entrega, son de responsabilidad del vendedor y hacen parte del precio de venta que se negocia con el comprador. La manera en que el vendedor del Mercado primario cumple la obligación de poner el gas a entregar en el Punto de Entrega del contrato de suministro, es solo responsabilidad de dicho agente, para lo cual debe desarrollar los compromisos necesarios de manera autónoma. En el caso de gas obtenido en el exterior el único agente que puede desarrollar la venta en el Mercado Primario del gas importado es el Comercializador de gas importado, para lo cual debe cumplir con las condiciones establecidas en la Resolución CREG 102 015 de 2025, en cuanto que:

Para declarar CIDVF al Gestor del Mercado, debe cumplir con lo establecido en la definición de CIDVF en la Resolución CREG 102 015 de 2025, que dice:

“(…) *La oferta de* ***CIDVF deberá estar respaldada****, previamente a la declaración que se realice al Gestor del Mercado, con* ***contratos que garantizan al Comercializador de gas importado el acceso y derecho de uso*** *a: (i) la capacidad de las interconexiones internacionales y/o (ii) la capacidad de las infraestructuras de regasificación. (…)*”. (subrayado en negrilla fuera de texto)

Para demostrar lo anterior, el Comercializador de gas importado debe entregar lo establecido en el numeral vi. del literal a. del artículo 21 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, al Gestor del Mercado:

“(…) *el Comercializador de gas importado deberá entregar una certificación al Gestor del Mercado en que el operador de la Infraestructura de Importación de gas natural acredite que el Comercializador de gas importado cuenta con uno o varios contratos que le garantizan el acceso y el uso de la capacidad de importación, ya sea de regasificación o de transporte por interconexión internacional, indicando el valor de la capacidad contratada, así como la duración correspondiente del contrato de acceso y uso a dicha capacidad*”.

En el caso de que el Comercializador de gas importado no haya obtenido la capacidad de acceso y uso de la infraestructura de importación directamente con el operador de dicha infraestructura, deberá entregar certificación de la parte con quien la obtuvo (parte intermediaria), y también debe entregar una certificación del operador de la infraestructura que acredita la capacidad de importación de la parte intermediaria. Esa parte intermediaria puede ser cualquier agente, como ya es mencionó anteriormente.

Asimismo, el Comercializador de gas importado no puede ser un comercializador, como ya ha conceptuado la CREG anteriormente desde el año 2016, mediante la comunicación S-2026-006296, en respuesta a la comunicación con rad. CREG E-2016-008692, cuyo extracto se muestra a continuación:

Texto

El contenido generado por IA puede ser incorrecto.

Por último, independientemente de si hay o no vinculación económica entre un Comercializador de gas importado y un Comercializador, un Comercializador de gas importado deberá utilizar un procedimiento de priorización establecido de manera libre, en las negociaciones directas que desarrollen de las cantidades solicitadas de CIDVF por parte de los compradores que atienden directamente a usuarios que hacen parte, o compradores que son parte de la Demanda Esencial, en los casos cuya ejecución parcial o total se desarrollará en algún período contenido en cualquier Trimestre Estándar de ejecución para el que se haya obtenido un balance deficitario por parte del Gestor del Mercado, de acuerdo con lo establecido en el literal d. del artículo 21 de la resolución. Asimismo, un Comercializador de gas importado, como cualquier otro vendedor del Mercado primario, deberá aplicar los principios de negociación establecidos en el Anexo 9 de la resolución CREG 102 015 de 2025, en cualquier proceso que se utilice por parte de los vendedores de cualquier Fuente de Suministro, sin excepciones, a partir del mecanismo de negociaciones directas, tanto para modalidades de tipo firme como para contratos con interrupciones.

De no cumplirse con lo anterior, el Gestor del Mercado deberá abstenerse de registrar el contrato suscrito, independientemente si las partes del contrato de suministro que se solicita registrar tienen o no vinculación económica.

1. **Artículo 19. Mecanismo de comercialización.** *¿Es correcto entender que un vendedor, con derechos de uso de capacidad suficiente para inyectar o entregar gas natural proveniente de las infraestructuras de importación, durante el mecanismo de comercialización y resultase en un Trimestre Estándar para el que se ha obtenido un balance comercial deficitario, debe dar aplicación a la priorización de las cantidades requeridas para la atención de la Demanda Esencial?*

**RESPUESTA:**

Tal como se responde a la pegunta anterior, cualquier vendedor del Mercado primario, de cualquier tipo de Fuente de Suministro de gas natural, indiferentemente si se trata de gas producido nacionalmente o gas importado, debe desarrollar la negociación directa de manera libre, aplicando en forma obligatoria lo establecido en el Anexo 8 de la Resolución CREG 102 015 de 2025 para la negociación del suministro que se ejecuta en un Trimestre Estándar de ejecución para el que el Gestor del Mercado ha obtenido un balance comercial deficitario en el desarrollo de las actividades del Trimestre Estándar de negociación.

Por otra parte, en cualquier proceso de negociación directa de un vendedor del Mercado Primario, así se trate de la negociación del suministro para un Trimestre Estándar de ejecución para el que no se obtuvo balance comercial deficitario, el vendedor debe aplicar los principios establecidos en el Anexo 8 ya mencionado.

1. **Artículo 19. Mecanismo de comercialización.** *¿Es correcto entender que un Comprador de los establecidos en el artículo 17 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, que obtenga acceso y derecho de uso de capacidad suficiente para inyectar o entregar gas natural proveniente de las infraestructuras de importación, no puede atender su propio mercado de comercialización? ¿En caso contrario cuál es el procedimiento que debe llevar a cabo para ello?*

**RESPUESTA:**

No es clara la pregunta, cuando se dice sobre que un Comercializador pueda atender su propio mercado de comercialización por tener acceso y derecho de uso de una Infraestructura de Importación. Si la pregunta consiste en saber si un Comercializador puede obtener gas en el exterior, transportarlo a puerto nacional, importarlo, ponerlo en un Punto de Entrega a un sistema de transporte o de distribución y directamente utilizar ese gas importado para atender a sus usuarios finales del servicio, la respuesta es que ese esquema, en el que no habría negociaciones del Mercado Mayorista de por medio, entendemos que no cumpliría la política energética, y no cumple la regulación CREG para la actividad de comercialización del suministro.

En el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015 se define lo siguiente:

“*Agente Importador de Gas: Persona jurídica que importa gas. Cuando el Agente Importador vende gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible, es un comercializador de gas importado*”.

De la definición transcrita se observa que cuando una persona jurídica importa gas es un agente importador. Se entiende que, si importa gas es para atender su propio consumo de gas, como sería el caso de un usuario no regulado, o para cuando el gas no se destina a ser usado efectivamente como combustible o se utilice como materia prima de procesos industriales petroquímicos. Por otra parte, en la misma definición se precisa que cuando el gas importado se vende para la atención del servicio público domiciliario, esa persona jurídica debe ser un comercializador de gas importado.

Asimismo, la Resolución CEG 102 015 de 2025, y desde la misma Resolución CREG 089 de 2013, se ha especificado que los únicos que pueden vender gas en el Mercado primario son los productores-comercializadores y los Comercializadores de gas importado, y que los Comercializadores pueden comprar gas tanto en el Mercado primario como en el Mercado secundario. Es decir, para lograr el suministro del gas con el fin de prestar el servicio público domiciliario, se hace necesario adquirirlo a través del Mercado Mayorista, en el que el gas de origen debe ser comercializado inicialmente en el Mercado primario, ya sea gas nacional o gas importado.

Tal como se respondió a las preguntas anteriores, la manera en que un Comercializador de gas importado logra entregar el gas en el Punto de Entrega del contrato de suministro, es su responsabilidad. Si para ello debe negociar el acceso y uso a la Infraestructura de Importación con un comercializador de gas, ello no puede implicar en absoluto una negociación directa únicamente con dicho comercializador para efectos de vender el gas en el Mercado primario.

Del mismo modo, si el Comercializador de gas importado tiene vinculación económica con el comercializador, ello no puede implicar en absoluto una negociación directa únicamente con dicho comercializador para efectos de vender el gas en el Mercado primario.Siempre se debe seguir la negociación directa con la publicación de las ofertas de gas del vendedor del Mercado primario, con los principios establecidos en el Anexo 9 señalado anteriormente.

Por último, las reglas de comercialización del Mercado Mayorista no se aplican a las negociaciones de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, aunque entendemos que las partes de esos Contratos deben ser las mismas partes del Mercado primario.

1. **Artículos 19. Excepciones.** *Entendemos a los contratos de contingencia, con interrupciones, de PTDV en pruebas, los de cantidades liberadas de contratos con que garanticen firmeza por fuerza mayor etc, y los de cantidades liberadas de consumos propios, no se aplica lo señalado en el Artículo 22. Asimismo, el gas usado para puesta en operacion de la infraestructura de importación, como materia prima, el gas objeto de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, la comercialización de gas importado para demanda térmica según la Resolución CREG 062 de 2013, ni la comercialización con destino a la demanda de gas natural eléctrica conforme lo establecido en el Decreto MME 0484 de 2024. Agradecemos confirmar este entendimiento y precisar cuáles serían los lineamientos para comercialización de gas para la demanda eléctrica en línea con lo dispuesto en el Decreto MME 0484 de 2024.*

**RESPUESTA:**

En el artículo 19 de la Resolución CREG 102 015 de 2025 se señala que:

“*Los vendedores y los compradores a los que se hace referencia en los artículos 16 y 17 de esta Resolución, podrán negociar directamente el suministro de gas natural en los plazos establecidos en el artículo 22 de la presente resolución. La condición anterior* ***no aplicará en las negociaciones de los contratos de suministro de contingencia ni en las negociaciones de contratos de PTDV en Pruebas, que se podrán avanzar sin limitación alguna al respecto****”.* (subrayado n negrilla fuera de texto)

El texto anterior tiene como propósito dar más claridad sobre la exclusión de las negociaciones de contratos de contingencia y de contratos de PTDV en Pruebas, de la aplicación de lo establecido en el artículo 22. Lo anterior obedece a las mismas condiciones de las modalidades contractuales mencionadas, puesto que el contrato de contingencia se negocia para lograr mantener entregas de gas cuando se presenta “*un evento que le impide la prestación del servicio desde la(s) fuente(s) de suministro pactada*”, ya sea por causales que eximen de la responsabilidad al vendedor o por causas que no lo eximen. En el caso del Contrato de PTDV en Pruebas, al igual que en el caso de contratos con interrupciones, no existe al momento de negociar y registrar el contrato, Respaldo Físico para el período de ejecución del contrato y, por tanto, no existe declaración de PTDVF, que es el requisito para negociar con base en las reglas del artículo 21 y del artículo 22.

Por otra parte, en el parágrafo 1 del artículo 21 se señala que:

“*Los vendedores del Mercado primario* ***podrán adicionar, en cualquier momento ante el Gestor del Mercado, cantidades declaradas de PTDVF y CIDVF de cualquier tipo de Fuente de Suministro, cuando dichas cantidades vayan a ser utilizadas para obligaciones de suministro de contratos de suministro de contingencia.*** *En el momento de realizar la adición se deberá adjuntar al Gestor del Mercado un documento que contenga las razones que originaron ese ajuste*”. (subrayado en negrilla fuera de texto)

En el texto anterior es claro que se podrá declarar al Gestor del Mercado PTDVF/CIDVF adicional en cualquier momento, cuando se les dará uso en contratos de contingencia. Lo anterior en previsión de que un vendedor del Mercado primario pueda realizar operaciones de aumento de producción de corto plazo que le permitan aumentar su PTDV y poder comprometerse luego en contratos de contingencia o, con base en la misma PTDV remanente, que decida declarar en firme parte de dicha PTDV de coto plazo.

Asimismo, en el parágrafo del artículo 19 se dispone que:

“*Cuando se traten de* ***cantidades liberadas de gas natural de cualquier Fuente de Suministro, ante eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, que estén comprometidas*** *en los contratos de suministro de modalidades de tipo firme en el Mercado primario,* ***los vendedores podrán negociar contratos de suministro directamente en las condiciones establecidas en el literal a. del artículo 23*** *de la presente resolución, con una duración máxima de 1 mes calendario, para lo cual deberán tener en cuenta lo establecido en el Anexo 9 de la presente resolución.*

*La disposición anterior* ***también aplica en el caso de las cantidades liberadas del consumo propio de los Productores-comercializadores****, de acuerdo con la declaración de la producción comprometida de un productor, PC, publicada por el Ministerio de Minas y Energía, cuyos contratos hayan sido registrados ante el Gestor del Mercado conforme a lo dispuesto en el artículo 41 de la presente resolución.*

*Los vendedores podrán declarar al Gestor del Mercado, en cualquier momento del año, las cantidades de PTDVF y CIDVF, así como el período de su vigencia, que surgen como consecuencia de lo establecido en el presente parágrafo”.*

Con estos textos se permite entonces la negociación de la contratación de cantidades “liberadas” en los casos subrayados, pero en las negociaciones se encuentran limitadas a las reglas establecidas en el literal a, del artículo 23, y la duración de los contratos no podrá ser superior a 1 mes calendario. Se debe tener en cuenta que:

* En el caso de cantidades liberadas de consumos propios, el vendedor debe actualizar la declaración de PTDV al Ministerio de Minas y Energía, tal como actualmente debe ocurrir según lo dispuesto en el artículo 2.2.2.2.22 del Decreto 1073 de 2015[[2]](#footnote-3). Lo anterior, por cuanto, se entiende que se reduce la cantidad PC por la reducción del consumo propio y, por tanto, se eleva la PTDV, para el período a negociar. A partir de ello se pasa a declarar la PTDVF al Gestor del Mercado. De otro modo, si se declara la PTDVF sin actualizar la PTDV, el Gestor del Mercado podría abstenerse de registrar el contrato si encuentra que la PTDVF de la Fuente de Suministro que se pacta en el contrato a registrarse es superior a la PTDV remanente de esa misma Fuente de Suministro.
* En el caso de cantidades liberadas por fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña de un contrato de suministro del Mercado primario, se entiende que se parte de que el evento le sucede al comprador, independientemente de si el gas es para su propio consumo, para atender la demanda de sus mercados relevantes de comercialización o para cumplir con una venta realizada por este en el Mercado secundario. En esos casos, las partes deben actualizar el registro del contrato para la duración estimada del evento, para que el Gestor del Mercado pueda validar la PTDVF/CIDVF que soportará el registro del nuevo contrato de corto plazo del vendedor del Mercado primario.

La razón que lleva a no requerir el cumplimiento del procedimiento del artículo 21 es la misma razón de oportunidad anteriormente mencionada para los contratos de contingencia.

En el caso de las negociaciones de los contratos de suministro para la puesta en operación de Infraestructuras de Importación, en el artículo 40 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, se señala que:

“***Artículo 40. Gas para la puesta en operación de las Infraestructuras de Importación de Gas****. Para efectos de la comercialización del gas natural que se requiera utilizar exclusivamente para la puesta en operación de las Infraestructuras de Importación de Gas,* ***podrán ser comercializados directamente, en cualquier momento y bajo cualquier modalidad de contratación de suministro permitida para el Mercado primario****. En caso de ser necesario, la CREG podrá diseñar otros mecanismos de comercialización que le serán aplicados a las cantidades gas de que trata este artículo”.* (subrayado en negrilla fuera de texto).

Con respecto a las negociaciones del suministro de gas que será utilizado como materia prima (no como combustible), el parágrafo del artículo 1 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, señala que:

***Parágrafo.*** *De conformidad con el artículo 11 de la Ley 401 de 1997, y los artículos 2.2.2.2.20 y 2.2.2.2.37 del Decreto 1073 de 2015,* ***la regulación sobre los aspectos comerciales del gas*** *con destino al procesamiento de gas natural, a su utilización* ***como materia prima de procesos industriales petroquímicos****, al consumo de los Productores-comercializadores, o a la exportación****, será la que sobre el particular se profiera o haya sido proferida por las autoridades competentes****”.* (subrayado en negrilla fuera de texto).

Para las negociaciones de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, se debe tener en cuenta que no se cuenta con PTDV, ni CIDV, por lo que no son sujetas de las reglas de comercialización del Mercado primario. En ese sentido, en el artículo 2.2.2.2.35 del Decreto 1073 de 2015 se establecen las condiciones de comercialización de dichos Contratos, en que entendemos que las partes vendedoras y compradoras, son las mismas partes del Mercado primario, así, se especifica, entre otros lineamientos, que el mecanismo de comercialización y las modalidades contractuales serán libres, y podrán realizarse en cualquier momento del año.

En todos los casos que se trate de negociar PTDVF/CIDVF o contratos con interrupciones, tanto en el Mercado primario como en el Mercado secundario, así sea para contratos de contingencia o por liberación de cantidades de contratos de modalidades de tipo firme, se debe cumplir con los principios establecidos en el Anexo 9. Adicionalmente, si se trata de la ejecución del suministro en un Trimestre Estándar de ejecución para el que, en el Trimestre Estándar de negociación anterior, el Gestor del Mercado obtuvo un balance comercial deficitario, los vendedores el Mercado primario deberán aplicar lo establecido en el Anexo 8.

De otro lado, en el parágrafo 1 del artículo 20 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, se especifica que la comercialización de gas importado cuando se destine a la atención de la demanda del sector térmico, en los términos señalados en la Resolución CREG 062 de 2013, o aquellas que la modifiquen o sustituyan, y la comercialización con destino a la demanda de gas natural eléctrica, en las condiciones particulares establecidas en el Decreto 484 de 2024, no están sujetas de las condiciones y los plazos previstos o mencionados en el artículo 19 de la mencionada resolución.

Sin embargo, en el caso de la comercialización con destino a la demanda de gas natural eléctrica, en las condiciones particulares establecidas en el Decreto 484 de 2024, en el numeral 4 del artículo 2.2.2.2.24 del Decreto 1073 de 2015, se especifica:

“4. *La comercialización con destino a la demanda de gas natural eléctrica que permita inyectar energía adicional a la respaldada con Obligaciones de Energía Firme, utilizando gas de la Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) y de la Cantidad Importada Disponible para la Venta (CIDV), ofrecido por los productores productores-comercializadores e importadores,* ***una vez surtidos los mecanismos de comercialización establecidos en la regulación para atender la demanda esencial de gas natural,*** *durante los periodos de baja hidrología determinados por el Ministerio de Minas y Energía mediante circular, conforme a los criterios e información técnica emitidos por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) y al seguimiento y análisis de las variables energéticas y eléctricas desarrollado por el Centro Nacional de Despacho (CND) , buscando garantizar la confiabilidad y seguridad en la operación del Sistema Interconectado Nacional*”. (subrayado en negrilla fuera de texto)

De lo anterior se entiende que, en todo caso, las negociaciones de la contratación de suministro de gas, durante los periodos de baja hidrología determinados por el Ministerio de Minas y Energía, que permita inyectar energía adicional a la respaldada con Obligaciones de Energía Firme, utilizando gas de la Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) y de la Cantidad Importada Disponible para la Venta (CIDV), proceden una vez se haya terminado de surtir el procedimiento establecido en el Anexo 8 de la Resolución CREG 102 015 de 2025. Como se mencionó arriba, dichas negociaciones no están sujetas de las condiciones y plazos del artículo 19, son completamente libres.

1. **Artículo 19. Comercialización en y para el trimestre de negociación.** *En el parágrafo del articulo se da la opción para comercializar cantidades liberadas por eventos o de consumos propios; sin embargo se establece la restricción de que ""El Gestor del Mercado deberá verificar que la cantidad declarada no sea superior a la cantidad de PTDV remanente de la Fuente de Suministro a la fecha de la declaración de la PTDV en Pruebas"". Considerando que las cantidades liberadas por eventos o cantidades liberadas de consumos propios no se observan en las PTDV declarada, se sugiera dar aclaración sobre cómo se realizaría la declaración de la PTDVF para comercializar ese gas disponible.*

**RESPUESTA:**

De acuerdo con lo definición de “*Oferta de producción total disponible para la venta en firme, oferta de PTDVF*”, la PTDVF deberá ser igual o inferior a la producción total disponible para la venta, PTDV, declarada para la misma Fuente de Suministro, según lo señalado en el Decreto 1073 de 2015 o aquel que lo modifique o sustituya.

Tal como se explicó en la respuesta 37:

* En el caso de cantidades liberadas de consumos propios, el vendedor debe actualizar la declaración de PTDV al Ministerio de Minas y Energía, tal como actualmente debe ocurrir según lo dispuesto en el artículo 2.2.2.2.22 del Decreto 1073 de 2015[[3]](#footnote-4). Lo anterior, por cuanto, se entiende que se reduce la cantidad PC por la reducción del consumo propio y, por tanto, se eleva la PTDV, para el período a negociar. A partir de ello se pasa a declarar la PTDVF al Gestor del Mercado. De otro modo, si se declara la PTDVF sin actualizar la PTDV, el Gestor del Mercado podría abstenerse de registrar el contrato si encuentra que la PTDVF de la Fuente de Suministro que se pacta en el contrato a registrarse es superior a la PTDV remanente de esa misma Fuente de Suministro.
* En el caso de cantidades liberadas por fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña de un contrato de suministro del Mercado primario, se entiende que se parte de que el evento le sucede al comprador, independientemente de si el gas es para su propio consumo, para atender la demanda de sus mercados relevantes de comercialización o para cumplir con una venta realizada por este en el Mercado secundario. En esos casos, las partes deben actualizar el registro del contrato para la duración estimada del evento, para que el Gestor del Mercado pueda validar la PTDVF/CIDVF que soportará el registro del nuevo contrato de corto plazo del vendedor del Mercado primario.

1. **Artículos 19. Excepciones.** *Delimite explícitamente las excepciones comerciales y las disposiciones con las que cuentan las fuentes que cuentan con PTDV en pruebas, refiriéndose específicamente a las negociaciones de contratos de suministro de PTDV en pruebas y negociaciones de contratos interrumpibles de campos en pruebas o que no han declarado comercialidad.*

**RESPUESTA:**

En la Resolución CREG 102 015 de 2025 se encuentran claramente establecidas las condiciones de comercialización de los Contratos de PTDV en Pruebas y de los Contratos con interrupciones.

Ver respuesta a la pregunta 37.

1. **Artículos 19. Excepciones.** *Solicitamos a la comisión que explique cuales son las excepciones y/o flexibilidades adicionales que se le dan a las fuentes mencionadas (campos menores, campos en pruebas extensas o sin declaración de comercialidad, yacimientos no convencionales y especialmente a los campos aislados) y que de la misma forma exponga como se integra el artículo 2.2.2.2.24 en las disposiciones dadas en la resolución del asunto.*

**RESPUESTA:**

Las flexibilidades que se dan para las negociaciones de los contratos de suministro del Mercado primario se han igualado completamente para las diferentes Fuentes de Suministro, con las excepciones menores que se especifican. Es así como los mecanismos y procedimientos de la comercialización son libres para todas las Fuentes de Suministro, mediante negociaciones directas. Los vendedores pueden utilizar el mecanismo y procedimiento que consideren autónomamente, para determinar la asignación de las cantidades, los precios y otras condiciones contractuales, con los compradores del Mercado primario (subastas de cualquier tipo, sobre cerrado, distribución a prorrata con precio único, sorteo, primero en solicitar, etc.). Los mecanismos o procedimientos de comercialización del Mercado primario ya no son los centralizados determinados por la CREG anteriormente, sino que son libres.

Sin embargo, prevalece en el mismo Decreto 1073 de 2015 lo dispuesto en el parágrafo 2 del artículo 2.2.2.2.16[[4]](#footnote-5), que no tiene especificada ninguna excepción de Fuentes de Suministro, por obvias razones. Así, es obligatorio desarrollar el procedimiento de priorización establecido en el Anexo 8 para la atención de la Demanda Esencial, cuando se cumplan las condiciones establecidas para que ello ocurra.

Por otra parte, los plazos de duración de los contratos con interrupciones del Mercado primario son libres y no están limitados a un mes, para las Fuentes de Suministro decampos menores, campos en pruebas extensas o sin declaración de comercialidad y yacimientos no convencionales.

Por último, es obligatorio para todos los vendedores cumplir con los principios establecidos en el Anexo 9, para las negociaciones directas del Mercado primario y del Mercado secundario.

1. **Artículos 19. Excepciones.** *Los campos aislados no tienen la posibilidad y facilidad que tienen otros campos que sí están conectados al SNT de atender diferentes centros de consumo del país. Estos campos requieren mayor flexibilidad comercial de tal forma que se les permita impulsar su desarrollo y facilitar su operación. Por tanto, respetuosamente solicitamos revisar las particularidades de los campos aislados y permitir mayor flexibilidad para la comercialización del gas de estos campos.*

**RESPUESTA:**

La flexibilidad que se está dando a la comercialización de la producción de los campos aislados es similar a la que se da a las demás Fuentes de Suministro. En la declaración de PTDVF que se presenta al Gestor del Mercado se incluyen otras formas de suministro, tales como GNL y GNC, precisamente para incorporar entregas que permitan la evacuación del gas de la Fuente de Suministro, a otros medios de transporte diferentes a transporte o distribución por tuberías.

Por otra parte, las flexibilidades comerciales no deben ir en contra de la información, plazos de negociación, requisitos mínimos, costos de transporte y demás aspectos que se deben tener en cuenta en las negociaciones para adquirir gas en modalidades de tipo firme entre diferentes opciones de Fuentes de Suministro, de modo que se aumente la eficiencia de la negociación de precios y cantidades. Para lo anterior es indispensable que los compradores conozcan en el mismo momento, evalúen y negocien en los mismos períodos de tiempo las diferentes ofertas de las Fuentes de Suministro.

Se trata entonces, bajo las condiciones de un mercado “apretado” en oferta de gas nacional, que las condiciones de oferta sean comparables en los mismos momentos, que el precio de oferta refleje, entre otros aspectos, el nivel de riesgo asumido por el vendedor eficiente y el nivel de riesgo asumido por el comprador eficiente, sin que la misma regulación irrumpa con reglas diferenciales que no permiten externalizar de la mejor manera esos niveles de riesgos. Además, la flexibilidad comercial debe reflejar la flexibilidad operativa de la Fuente de Suministro que también afecta la formación del precio y la cantidad de oferta y la disposición del comprador a asumirlo.

1. **Artículo 20. Campos menores.** *No es clara la aplicación del Parágrafo 2 del Artículo 20, se entiende que para todos los campos la declaración de producción y de PTDV tendrán que ser consistentes con las cantidades ofrecidas. Agradecemos precisar si en el caso de campos menores los contratos podrían terminar en una fecha diferente al último día de un trimestre estándar o cuál es la finalidad del parágrafo.*

**RESPUESTA:**

En el parágrafo 2 del artículo 20 se dispone que:

“***Parágrafo 2.*** *En los casos de negociación de los Campos Menores, el período de ejecución del suministro que se podrá acordar bajo la negociación directa, deberá limitarse al período en el que la declaración de potencial de producción más actualizada publicada por el Ministerio de Minas y Energía al momento de la negociación y registro del contrato de suministro, muestre una cantidad de potencial de producción igual o inferior al valor definido para Campos Menores en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015*”.

La finalidad del parágrafo es precisar que, aquellas condiciones excepcionales utilizadas para efectos de la negociación de un contrato de suministro, de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 102 015 de 2025, se limiten al período en que, de acuerdo con la declaración de producción más reciente publicada por el Ministerio de Minas y Energía, o quien este determine, para el momento de la negociación, el campo de producción corresponda a un campo menor.

En el caso de negociación de contratos de modalidades de tipo firme lo anterior no tiene efecto en la práctica, puesto que para la negociación de estos tipos de contratos, no hay alguna regla diferencial en el caso de campos menores, de tal modo que si el campo deja de ser campo menor con el desarrollo futuro del campo, o por lo contrario, se clasifica como campo menor en el futuro por la reducción del potencial de producción, las condiciones de negociación de los contratos de tipo firme seguirán siendo las mismas a pesar del nuevo estado de producción que adquiera el campo.

Sin embargo, en el caso de las negociaciones de los contratos con interrupciones, y en particular, la que tiene que ver con la duración de esos contratos, el cambio de estado del campo menor sí afecta la duración del contrato que se pacta. Así, si un campo que declara un potencial de producción que lo hace definir como campo menor en los meses iniciales del período declarado y cambia su estado de potencial de producción a partir de un mes posterior de ese mismo período declarado, la duración de los contratos con interrupciones que se registren para esa Fuente de Suministro no podrá superar el mes en que cambia su estado y deja de ser campo menor.

Es importante tener en cuenta que los contratos con interrupciones del Mercado primario se negocian en el mes previo al mes de inicio de ejecución, tal como se establece en el numeral i. del literal A. del artículo 37, sin excepción alguna, a diferencia de la duración de estos contratos en los que sí se hacen algunas excepciones para su duración, de acuerdo con lo establecido en el numeral v. del mismo literal A. ya mencionado.

1. **Artículo 21. Reporte de minutas***. Entendemos que las minutas de las modalidades que el vendedor está dispuesto a ofrecer se deben entregar obligatoriamente el primer día hábil de cada trimestre de negociación dado que cualquier trimestre a comercializar el gas podría aplicarse el mecanismo de priorización y en este punto se desconoce el resultado de los balances.*

**RESPUESTA:**

En el numeral vii. del literal a. del artículo 21 se establece, para la declaración del vendedor del Mercado primario al Gestor del Mercado, que:

“*vii. Declaración del contenido de la minuta del contrato que garantice firmeza, para la modalidad contractual CF95, la CF80, de suministro con firmeza condicionada CFC o de opción de compra de gas OCG, a ser utilizada solo en caso de requerirse aplicar el Anexo 8 de la presente resolución*”.

Se observa del texto transcrito, que la declaración de la minuta del contrato siempre se debe realizar en cada Trimestre Estándar de negociación, sin excepción alguna. Esta minuta puede ser la misma declarada en diferentes trimestres estándar de negociación, o puede cambiar entre uno y otro.

La aclaración que se hace al final del texto transcrito busca aclarar que se declara la minuta que se utilizaría en caso de ser necesaria la aplicación del Anexo 8, lo cual se hace cuando, como resultado del balance comercial que realice el Gestor del Mercado de acuerdo con lo establecido en el literal d. del artículo 21 de la presente resolución, se obtengan trimestres estándar de ejecución con balances deficitarios.

Puede ocurrir que, para un mismo Trimestre Estándar de ejecución futuro, el Gestor del Mercado obtenga, en diferentes Trimestres Estándar de negociación previos, balances comerciales deficitarios inicialmente y luego superavitarios, o lo contrario, o una mezcla no continua de resultados diferentes de balance.

1. **Artículo 21.** *¿Pueden los comercializadores-distribuidores importar GNL para atender directamente su demanda regulada y no regulada sin los mecanismos de comercialización?*

**RESPUESTA:**

Es necesario aclarar, antes que todo, que en las reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista de Gas Natural la posibilidad de que un comercializador ejerza a su vez la actividad de distribución de gas natural, no le implica alguna excepción o condición especial de negociación en dicho Mercado. Por lo anterior se asume que, cuando se pregunta en función de un comercializador-distribuidor o de un distribuidor-comercializador, se trata de un Comercializador Minorista de gas natural, definido en el artículo 3 de la Resolución CREG 102 015 de 2025.

La función esencial del Comercializador de gas importado actualmente es, en la práctica, de ser un intermediario agregador de demanda interna para ser abastecida con gas obtenido en el exterior. Actualmente, es un agente especializado en la agregación de cantidades de demanda interna para ser abastecidas con gas importado, obtención de gas en el exterior, transporte del gas hasta puerto nacional, importación en sí misma y la internación del gas (que incluye la contratación para el acceso y uso de Infraestructuras de Importación) para ponerlo en un Punto de Entrega que permita ser transportado por los diferentes medios (tubería, transporte terrestre, marítimo, fluvial, etc.). Básicamente es un agente que desarrolla la comercialización de la producción de gas del exterior, a semejanza de un productor-comercializador. Lo anterior a diferencia de la función esencial de un Comercializador, en este caso Minorista, que consiste en la intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural por redes de tubería, o por otros medios, y su venta a usuarios finales y que, fundamentalmente, incluye la celebración de los contratos de servicios públicos y la atención comercial de los usuarios finales.

En la regulación actual del Mercado Mayorista se ha considerado que ambas actividades de comercialización (de gas importado y Minorista) no deben ser realizadas por el mismo agente pues pueden generar un conflicto de intereses y de afectación a la competencia que puede ir en detrimento grave de la eficiencia de funcionamiento del Mercado primario y secundario. Sin embargo, en el balance de pros y contras, la combinación de reglas claras del mercado y la posibilidad de existencia de vinculación económica entre un comercializador de gas importado y un comercializador[[5]](#footnote-6) pueden resultar en un mejor desempeño para la atención de los usuarios finales del servicio.

Dentro de las reglas claras del Mercado se encuentran las establecidas en cuanto a la necesidad de comprar en el Mercado primario a un Comercializador de gas importado, y más recientemente, con los principios establecidos para el desarrollo de las negociaciones directas por parte de los vendedores para el suministro de modalidades de tipo firme y de contratos con interrupciones, así como el procedimiento de priorización para la atención de la Demanda Esencial.

Por otro lado, se entiende que los mecanismos y procedimientos de comercialización corresponden a aquellos específicos desarrollados para la asignación de precios y de cantidades (subasta de reloj ascendente, subasta de reloj descendente, sobre cerrado de primer precio, sobre cerrado de segundo precio, asignación a prorrata con precio único, primero en solicitar, sorteo, etc.), y no a una generalidad que incluye básicamente la totalidad de las reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista.

Por último, las reglas de comercialización del Mercado Mayorista no se aplican a las negociaciones de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, aunque entendemos que las partes de esos Contratos deben ser las mismas partes del Mercado primario.

Ver respuesta a la pregunta 34, a la pregunta 35 y a la pregunta 36 el presente ANEXO.

1. **Artículo 21.** *¿Como negocia el GNI el comercializador de gas importado?*

**RESPUESTA:**

No es clara la pregunta, en cuanto a si la negociación que se menciona es para obtener gas en el exterior, para transportarlo a Punto de Importación o para comercializarlo con el fin de atender la demanda interna. Si se trata de la negociación para obtener el gas en el exterior, actualmente es libre, excepto para el caso de aplicación de la Resolución CREG 062 de 2013, en el sector eléctrico, en particular por el traslado de costos regulados a los usuarios de dicho sector. Si se trata de la negociación para atender la demanda interna del servicio público domiciliario de gas combustible, las reglas son las establecidas en la Resolución CREG186 de 2020 y, a partir del 1 de junio de 2025, en la Resolución CREG 102 015 de 2025.

1. **Artículo 21.** *¿Cuándo se presenta una insalvable restricción no transitoria de una Fuente de Suministro, hay que actualizar la declaración de PTDVF/CIDVF ante el Gestor del Mercado para dicha situación?*

**RESPUESTA:**

Cuando se presenta una Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia no Transitoria, definida en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015 que puede deberse a un déficit de gas en un punto de entrega, el vendedor de las Fuentes de Suministro afectadas por la limitación técnica debe actualizar de inmediato ante el Gestor del Mercado, la declaración de PTDVF/CIDVF de esas Fuentes de Suministro afectadas para el período estimado de duración del evento. Con lo anterior se busca mantener la información precisa de la oferta de PTDVF, puesto que, de no hacerse la actualización, la información de PTDVF remanente puede llevar a que los compradores soliciten negociar contratos de suministro de modalidades de tipo firme a partir de dichas Fuentes de Suministro, cuando en realidad no existe tal oferta.

Ver la respuesta a la pregunta 37

1. **Artículo 22. Negociación y registro de los contratos.** *El proceso de comercialización trimestral tiene un tratamiento distinto para los trimestres de ejecución 3-40 y 1-2. Los trimestres 3-40 se negocian desde el día hábil 11 y su plazo máximo de registro es el día hábil 25, mientras que los trimestres 1-2 se negocian desde el día hábil 29 y su plazo máximo de registro es el antepenúltimo día hábil del trimestre. Sin perjuicio de que los trimestres 3-40 y 1-2 tengan algunas condiciones diferentes, ¿Cuál es la razón para que primero se negocien algunos y luego los otros?*

**RESPUESTA:**

La razón esencial de la diferencia de plazos de negociación entre los contratos de modalidades de tipo firme cuya ejecución se realizará entre los trimestres estándar 3 en adelante y aquellos cuya ejecución se limita a los trimestres estándar 1 y 2 siguientes al trimestre estándar de ejecución, radica precisamente en la duración de ejecución de los contratos, el inicio de dicha ejecución y los riesgos derivados de tales diferencias. Primero se negocian los contratos de largo plazo de ejecución para los que la percepción de necesidades de inversión de largo plazo de los vendedores del Mercado primario y, por tanto, necesidades de asegurar ingresos futuros, se valoran de manera diferente a los contratos cuya ejecución es de inicio casi inmediato y su duración de ejecución es corta, por lo que el riesgo de producción está más mitigado.

Al existir riesgos de valoración diferente de inversiones de plazos diferentes, los precios pueden ser diferentes entre las negociaciones de contratos de corto plazo y los de largo plazo. El desarrollo de las negociaciones para contratos de suministro para un trimestre Estándar de ejecución futuro puede tener varias instancias, que son directamente proporcionales a la cantidad de Trimestres Estándar de negociación previos a dicho Trimestre Estándar de ejecución futuro. Ello hace que la negociación de precios y cantidades surtan estrategias que mejoren con el paso del tiempo, la eficiencia de las negociaciones.

Sin embargo, en el caso de los contratos de inicio de ejecución corta (primero y segundo trimestre de ejecución siguientes al Trimestre Estándar de negociación) las instancias de negociación ya están agotadas y las negociaciones se vuelven de última instancia, mucho más complejas y detalladas.

Por todo lo anterior, mezclar en un mismo período de negociación ambas negociaciones (de corto plazo de ejecución e inicio casi inmediato y de largo plazo de ejecución e inicio muy posterior) puede llevar a una pérdida de eficiencia de las negociaciones que partan de una confusión de riesgos y de precios que se negocian sin considerar las diferencias mencionadas.

Ver respuesta a la pregunta 48.

1. **Artículo 22. Negociación y registro de los contratos.** *Solicitamos al regulador que exponga cuales son las condiciones normativas que permitirán a fuentes con perfiles de producción variables (como los campos de gas asociado), comercializar dentro del esquema trimestral, suministro que no deje moléculas atrapadas y en consecuencia posible demanda no atendida.*

**RESPUESTA:**

La declaración de producción que deben realizar los vendedores del Mercado primario al Ministerio de Minas y Energía es la instancia inicialmente adecuada para que un productor-comercializador refleje los perfiles de producción del período declarado al Ministerio. Estos perfiles de producción parten de las obligaciones contraídas en los contratos E&P suscritos con la ANH o administrados por dicha entidad.

En todo caso, una de las motivaciones que explican la negociación periódica diferenciada dependiendo de los trimestres estándar en que se ejecutarán los contratos de suministro del Mercado primario, si corresponden al primero y segundo o si corresponden al tercero y siguientes, consiste en aquellas situaciones operacionales de corto plazo que surjan en el desarrollo de la producción de gas de cualquier tipo de campo de producción de gas natural, asociado con crudo o no.

Ver respuesta a la pregunta 47.

1. ​​**Artículo 22***. ¿El proceso de concurrencia se entiende que se hace por campo? ¿Por punto de entrega o bajo qué criterio? Esto teniendo en cuenta que un mismo vendedor puede ofrecer cantidades de distintas fuentes.*

**RESPUESTA:**

El proceso de concurrencia es determinado libremente por el vendedor del Mercado primario. Para ello el vendedor debe tener en cuenta que el Punto de entrega sirve de referencia a un comprador para determinar su costo de oportunidad respecto de los tramos de transporte que debe contratar para llevar el gas de los Puntos de Entrega a los sitios de consumo. Es por ello por lo que en el numeral i. del literal c. del artículo 21 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, se indica que el comprador debe declarar al Gestor del Mercado las cantidades totales de gas natural que desean adquirir de cada Punto de Entrega. Asimismo, para el cálculo del balance comercial por parte del Gestor del Mercado se coloca como referencia, en el numeral i. del literal d. del artículo mencionado, que el valor total de la PTDVF y CIDVF, en MBTUD, corresponderá a la sumatoria del menor valor mensual de las cantidades declaradas por cada uno de los vendedores para cada Punto de Entrega.

Finalmente, la referencia por Punto de Entrega también se coloca para efectos de las solicitudes de compra que deben realizar los compradores a los vendedores para uno o varios de los Puntos de Entrega, tal como se dispone en los numerales ii. y iv. del numeral 1. del artículo 22 de la Resolución CREG 102 015 de 2025.

1. **Artículo 22.** *¿Se entiende entonces que los contratos a los que se refiere el numeral 1 del artículo 22 y que se negocien desde junio de 2025 tienen que iniciar su ejecución solo entre marzo de 2026 y junio de 2035?*

**RESPUESTA:**

Tal como se establece en el primer inciso del artículo 22 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, se desarrollarán negociaciones directas para la contratación del suministro a ser ejecutado en cada uno de los siguientes cuarenta (40) Trimestres Estándar o como máximo para el número de Trimestres Estándar con los que se cuente con información publicada de PTDV, cuando este número sea menor. Por lo anterior, tanto el inicio como la terminación de la ejecución de los contratos que se negocien debe realizarse en cualquiera de los Trimestres Estándar de ejecución con los que se cuente con información de PTDV publicada por el Ministerio de Minas y Energía, o por quien este determine.

Por último, las reglas de comercialización del Mercado Mayorista no se aplican a las negociaciones de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, aunque entendemos que las partes de esos Contratos deben ser las mismas partes del Mercado primario.

1. ​​**Artículo 21.** *En caso de que en el balance comercial realizado por el Gestor del Mercado para el año 2025 para los siguientes 40 trimestres estándar y por ejemplo el trimestre estándar 30 resulte que es deficitario. ​​Un comprador desea adquirir cantidades para dicho trimestre, de acuerdo con lo definido en esta resolución ¿debe aplicarse el Anexo 8 Priorización de Demanda?*

**RESPUESTA:**

En el segundo y tercer inciso del artículo 19 de la Resolución CREG 102 015 de 22025, se establece que:

“*Todos los vendedores deberán utilizar un procedimiento de priorización establecido por cada vendedor de manera libre, en las negociaciones directas que desarrollen de las cantidades solicitadas de PTDVF y CIDVF por parte de los compradores que atienden directamente a usuarios que hacen parte, o compradores que son parte de la Demanda Esencial, en los casos* ***cuya ejecución parcial o total se desarrollará en algún período contenido en cualquier Trimestre Estándar de ejecución para el que se haya obtenido un balance deficitario por parte del Gestor del Mercado****, de acuerdo con lo establecido en el literal d. del artículo 21 de la presente resolución.*

*Para efectos de lo anterior,* ***el procedimiento de priorización para la Demanda Esencial deberá ser desarrollado con base en lo establecido en el Anexo 8 y en los principios establecidos en el Anexo 9****, ambos de la presente resolución*”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

Por otra parte, en el artículo 22 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, se establece que:

“*En todos los casos e****n que el suministro que se negocia se ejecute, total o parcialmente, en un Trimestre Estándar para el que se ha obtenido un balance comercial deficitario****, se deberá dar aplicación a la priorización de las cantidades requeridas para la atención de la Demanda Esencial, de acuerdo con lo establecido en el Anexo 8 de la presente resolución”.* (subrayado en negrilla fuera de texto).

Asimismo, en el Anexo 8 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, se establece que:

“*Con base en que, como resultado* ***del balance comercial que realice el Gestor del Mercado*** *de acuerdo con lo establecido en el literal d. del artículo 21 de la presente resolución,* ***se obtengan trimestres estándar de ejecución con balances deficitarios****, el siguiente será el* ***procedimiento a ser desarrollado*** *por los vendedores y por los compradores del Mercado primario mediante el mecanismo de la negociación directa, con el fin de asignar con prioridad, el suministro de las cantidades requeridas por los compradores para atender los usuarios que son parte de la Demanda Esencial, para su ejecución en períodos parciales o completos,* ***en cada uno de esos trimestres estándar****. Lo anterior aplica a cualquier Fuente de Suministro, ya sea de gas natural de producción nacional o de gas natural obtenido en el exterior, sin excepción alguna*”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

En el texto anterior se muestra especificado que la negociación en un trimestre estándar de negociación, de un erimestre estándar de ejecución para el que el Gestor del Mercado obtuvo un balance comercial deficitario, debe seguir el procedimiento establecido en el Anexo 8. Puede ocurrir que, para un mismo trimestre estándar de ejecución futuro, el Gestor del Mercado obtenga, en diferentes trimestres estándar de negociación previos, balances comerciales deficitarios inicialmente y luego superavitarios, o lo contrario, o una mezcla no continua de resultados diferentes de balance.

1. **Artículo 23 y Artículo 39:** *¿Si las cantidades variables no nominadas de los contratos CF95 y CF80, son requeridas en periodo de renominación el Productor debe entregar dichas cantidades?*

**RESPUESTA:**

Las cantidades variables de los contratos de las modalidades CF80 y CF95 no nominadas inicialmente, pasan a ser usadas por el vendedor del Mercado primario para autorizar cantidades nominadas de Contratos con interrupciones, tal como se señala en el literal f. del artículo 23 de la Resolución CREG 102 015 de 2025.

Por lo anterior, tal como ocurre en el caso de las cantidades no nominadas de la parte de pago mínimo de los contratos CF80 y CF95 para la subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo, el comprador de esos contratos no puede volver a nominar al vendedor las cantidades no nominadas inicialmente. Lo anterior como se encuentra estipulado en los literales a) y c) del numeral 1. del artículo 39 de la Resolución CREG 102 015 de 2025.

1. **Artículo 23. Disposición de cantidades de pago variable no nominadas.** *Consideramos necesario que se haga explicito que el comprador del mercado primario no tiene injerencia o derecho comercial adicional sobre esta porción variable no nominada.*

**RESPUESTA:**

Si un comprador del Mercado primario no nominó dentro del ciclo de nominaciones, alguna cantidad de la parte de pago variable de un contrato CF80 o CF95, en el cálculo mensual de la liquidación del vendedor, dicha cantidad necesariamente no le será facturada al comprador, por lo que en ningún momento fue propietario de esta.

Por otra parte, si el vendedor del Mercado primario autoriza una nominación de un contrato con interrupciones con base parcialmente en cantidades no nominadas del pago variable de contratos de modalidades CF80 y CF95, dicho vendedor liquidará el valor a pagar al comprador del Mercado primario del contrato con interrupciones, en el que no es parte contractual el comprador del Mercado primario que no nominó parte de la cantidad de pago variable del CF80 o CF95.

1. **Artículo 23. Trimestres de ejecución 1 y 2 después del trimestre de ejecución.** *Se entiende que los contratos podrán tener una duración hasta por seis meses atados a un referente de semana laboral o calendario o festivos o sábados o domingos. Esto es, un contrato podría iniciar por ejemplo el primer día del último mes del primer trimestre de ejecución y terminar el último día del primer mes del segundo trimestre estandar de ejecución. Adicionalmente entendemos que para este caso los contratos podrán tener un precio e indexación libres y en este caso no aplicará la indexación como mínimo trimestral de la que trata el Artículo 15. Solicitamos señalar si este entendimiento es correcto.*

**RESPUESTA:**

En las condiciones establecidas en el literal a. del artículo 23 de la Resolución CREG 102 015 de 2025 no se establece la posibilidad de una duración máxima de seis (6) meses. La única posibilidad de que la duración del contrato negociado directamente bajo las condiciones del numeral 2. del artículo 22 de la mencionada resolución, sea de seis (6) meses es que el mismo iniciase ejecución en el primer día del primer trimestre estándar de ejecución siguiente al trimestre estándar de negociación

El ejemplo propuesto en la pregunta es correcto, si el contrato inicia ejecución el último día del primer trimestre estándar de ejecución, ese contrato puede terminar en cualquier día del segundo trimestre estándar de ejecución, de acuerdo con la ejecución pactada siguiente lo establecido en el numeral (2) del literal a. del artículo 23 mencionado.

Por otra parte, el precio de ejecución del contrato podrá ser actualizable en función de índices de precios acordados por las partes en el contrato de suministro, tal como se señala en el numeral (5) del literal a. mencionado. El precio inicial al que se le aplicarán los índices de actualización del precio inicial podrá ser fijo o variable, tal como se especifica en el literal g. del artículo 25 de la resolución CREG 102 015 de 2025. Dicha actualización se podrá realizar con base en los períodos de ejecución pactados de acuerdo con lo establecido en el numeral (2) del literal a. del artículo 23 ya mencionado, por lo que no le aplicará la indexación de como mínimo trimestral de la que trata el Artículo 15.

Ver respuesta a la pregunta 30 del presente ANEXO.

1. *​​***Artículo 23.** *¿Se pueden realizar registros diarios de entregas de gas proveniente de contratos de campo aislado?*

**RESPUESTA:**

La pregunta no es clara, se mencionan registros diarios de entregas de gas. El registro que se menciona por lo general en la Resolución CREG 102 015 de 2025, corresponde a contratos de suministro, no a entregas de gas. Si la pregunta se refiere a que, si se pueden registrar diariamente contratos de suministro de gas que tiene pactada como Fuente de Suministro un campo aislado, la respuesta es no, ni como contrato de modalidades de tipo firme, ni como contrato con interrupciones, salvo que se trate de las excepciones especificadas en el artículo 19.

1. **Artículo 25. Condiciones de precio***. Consideramos necesario que la comisión sea más específica y profunda a esta condición* [el efecto de ir en detrimento de los derechos e intereses de los usuarios]*, dado que la percepción de detrimento puede cambiar entre usuarios y de no ser aplicada correctamente podrían afectar las negociaciones. Solicitamos amablemente que el regulador de orientación de los elementos que podrían considerarse dentro de esta condición.*

**RESPUESTA:**

La regla establecida es basada (no es la misma) en una de las reglas de comportamiento, establecida en el artículo 13 de la Resolución CREG 080 de 2019 y es genérica por lo que no es posible especificar comportamientos que son sujetos de un debido proceso por parte de una entidad de vigilancia y control y no de la CREG.

1. **Artículo 25. Condiciones de precio***. Sugerimos evaluar la posibilidad de permitir actualización mensual para los contratos de suministro, principalmente los de gas natural importado que al fijarles período de actualización mayor a un mes hará que el vendedor incorpore el riesgo de volatilidad en su precio haciéndolo mayor para el comprador en Colombia. Para el caso de GNI la indexación mensual permite mejorar las condiciones de oferta en el mercado, lograr mayores eficiencias en precios y es una señal fundamental para viabilizar transacciones de largo plazo de GNI.*

**RESPUESTA:**

Ver respuesta a la pregunta 47 y a la pregunta 54 del presente ANEXO.

1. **Artículo 25.** *¿​​Pueden los contratos del mercado primario pactar un precio variable, aún cuando es un contrato firme? ¿Que entiende el regulador por precio variable?*

**RESPUESTA:**

Ver la respuesta a la pregunta 54 del presente ANEXO.

1. **Artículo 33:** *¿En el caso de negociar cantidades excedentarias un día antes o en el mismo día de ejecución del contrato, se debe realizar la publicación de estas cantidades en el tablero de negociación directa dispuesto por el Gestor del Mercado ? O solo aplica para negociaciones y ejecuciones que estén dentro de un lapso de 6 dias hábiles?*

**RESPUESTA:**

Tal como se respondió a la consulta 19 en la circular CREG No. 071 de 2024, la obligación de que un vendedor le entregue la oferta de venta de derechos de suministro al Gestor del Mercado o de que un comprador le entregue la solicitud de compra de derechos de suministro de gas natural al Gestor del Mercado, para que este último ponga en ambos casos, la información recibida a disposición de los Participantes del mercado antes de que se realicen las negociaciones directas del Mercado secundario, no tiene ninguna excepción, tal como se deriva de lo establecido en el artículo 33 de la Resolución CREG 102 015 de 2025 y aplica independientemente de las condiciones de negociación y de ejecución del contrato resultante.

Por otra parte, hay una sola excepción para que no ocurra la consecuencia establecida en el parágrafo 2 de la Resolución CREG 186 de 2020, que se mantiene en la Resolución CREG 102 015 de 2025, de que si para el registro de un contrato del Mercado secundario el Gestor del Mercado encuentra que no le fue entregada la información mencionada antes de la negociación del respectivo contrato que se pretende registrar, el Gestor del Mercado deberá informarlo a las partes, abstenerse de registrar el contrato y dar aviso a las autoridades de vigilancia y control. Dicha excepción se encuentra especificada en el parágrafo 2 del artículo 33, que es la siguiente:

* Los casos de contratos de tipo firme para ser ejecutados en cualesquiera de los tres (3) días hábiles siguientes al día de su registro ante el gestor del mercado y siempre y cuando el contrato haya sido negociado dentro de los tres (3) días hábiles antes de su registro.

1. **Artículo 33.** *¿Los excedentes de suministro del mercado secundario se deben negociar en proceso de concurrencia obligatoriamente? (Anexo 9)*

**RESPUESTA:**

En el parágrafo 3 del artículo 33 de la Resolución CREG 102 015 de 2025 se mantiene el mismo texto que aparece en el artículo 3 de la Resolución CREG 186 de 2020, vigente actualmente, que señala:

“***Parágrafo 3****. Las cantidades de suministro excedentarias contratadas por un comercializador en el Mercado primario o en el Mercado secundario, registradas para atender a la demanda regulada, deberán ser ofrecidas en primera instancia a los demás compradores del Mercado secundario que solicitan el suministro para atender directamente la demanda regulada de sus propios mercados de comercialización. En el caso de empresas comercializadoras en que exista vinculación económica, se podrán negociar prioritariamente dichas cantidades entre ellas, aplicando lo establecido en el artículo 4 de la Resolución CREG 112 de 2007*.

*En el caso de que no haya compradores que soliciten cantidades al comercializador que ofrece excedentes de cantidades compradas para atender su propia demanda regulada, el comercializador con excedentes podrá atender con ellos su propia demanda no regulada o negociarla con compradores que los destinen a atender demanda diferente a la demanda regulada. Para efectos de lo anterior, tanto los vendedores como los compradores incluirán en la información requerida en los numerales 1 y 2 del presente artículo, qué cantidades están ofertadas como excedentes para atender demanda regulada y qué cantidades están solicitadas para atender demanda regulada, respectivamente*”.

Por otra parte, en el Anexo 9 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, se especifica que:

“*En cualquier proceso que se utilice por parte de los vendedores de cualquier Fuente de Suministro, sin excepciones, a partir del mecanismo de negociaciones directas, tanto en el Mercado primario como en el Mercado secundario, tanto para modalidades de tipo firme como para contratos con interrupciones, se deberán cumplir los siguientes principios*:”

Del texto transcrito se observa la mención de cualquier proceso a partir de negociaciones directas. Los procesos en general pueden ser de negociaciones bilaterales o de concurrencia y los principios establecidos en el Anexo 9 no implican necesaria u obligatoriamente que las negociaciones directas para la contratación del suministro de gas natural solamente se desarrollen mediante procesos de concurrencia.

Ver la respuesta a la pregunta 29 del presente ANEXO.

**RESPUESTA:**

1. **Artículo 36.** *¿El costo de las compensaciones que se ocasionen por variaciones de salida puede ser trasladado al comprador adjudicado en la subasta UoVCP?*

**RESPUESTA:**

En las condiciones del contrato de derechos de suministro del Mercado secundario, que se realice entre un vendedor y un comprador como resultado de una asignación de la subasta Úselo o Véndalo de corto plazo, en los términos del artículo 36 de la Resolución CREG 102 015 e 2025, se puede incluir una compensación, que es diferente del precio del contrato obtenido de la subasta mencionada, por las variaciones de salida que ocasione el comprador resultante. Lo anterior por cuanto en el parágrafo 3 del artículo 36 mencionado, se estipula que:

“***Parágrafo 3****. El comprador del Mercado primario será responsable de pagar al vendedor del Mercado primario las compensaciones que se ocasionen por variaciones de salida*”.

1. **Artículo 36. Declaración de cantidades disponibles.** *Entendemos que para efectos del reporte de cantidades previsto en el numeral 1 del Artículo 36, se deberían descontar también las cantidades comprometidas de contratos con interrupciones que hayan sido nominadas por parte de compradores y aceptadas por los vendedores. Sin embargo, el texto del artículo no establece nada en este sentido. Solicitamos indicar si la Comisión está de acuerdo con este entendimiento.*

**RESPUESTA:**

En los dos primeros incisos del numeral 1 del artículo 36 de la Resolución CREG 102 015 de 2015, señala que:

“*1. Declaración de las cantidades disponibles. A más tardar a las 15:55 horas del Día D-1, los vendedores del Mercado primario declararán al Gestor del Mercado, los titulares de suministro del gas natural contratado, bajo las modalidades de contratos firmes, firmes* ***CF80, en el 80% de la cantidad contratada, firmes CF95, en el 95% de la cantidad contratada****, de firmeza condicionada, que no haya sido nominado para el siguiente día de gas, las respectivas cantidades de gas no nominado y los correspondientes Puntos de Entrega de dicho gas pactados en los contratos. Esta declaración deberá presentarse de acuerdo con lo señalado en el numeral 5.4 del Anexo 4 de la presente resolución”.* (subrayado en negrilla fuera de texto)

Se observa en el texto subrayado en negrilla que las cantidades no nominadas que deben declarar los vendedores del Mercado primario deben corresponder a las cantidades contratadas de pago mínimo, y no a las que correspondan a la cantidad total contratada. Por tanto, en esas cantidades no nominadas a declarar no pueden estar incluidas las cantidades de la parte de pago variable. Las cantidades no nominadas de la parte de pago variable de los contratos CF80 y CF95 no son parte de las cantidades a subastar en el proceso UoVCP, por lo que no hay que descontar nada en absoluto.

1. **Artículo 37.** *En relación con los contratos con interrupciones de fuentes diferentes de campos menores, yacimientos no convencionales, campos en pruebas y campos previa declaratoria de comercialidad, se entiende que:1. Los contratos tendrán duración de un mes y tendrán que negociarse en el mes anterior.2. Para los contratos que se suscriben en mayo de 2025 con ejecución durante el mes de junio de 2025, aplicará la nueva definición del contrato con interrupciones (firmeza diaria).3. En esta clasificación se incluyen todos los campos mayores a 30 MPCD independiente de si están o no conectados al SNT.*

**RESPUESTA:**

La única regla diferenciadora entre diferentes tipos de Fuentes de Suministro para las negociaciones directas de contratos con interrupciones en el Mercado primario, de acuerdo con los artículos 37 y 38 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, tiene que ver con la duración de los contratos establecida en el numeral v. del literal A. del artículo 37. Las demás reglas se aplican por igual para la negociación de cualquier Fuente de Suministro, incluyendo el período en que se pueden negociar estos contratos en el numeral i.

Por otra parte, para los contratos que se suscriben en mayo de 2025, por tanto, que se negocian antes del inicio de la aplicación de la Resolución CREG 102 015 de 2025, se deben aplicar las condiciones y definiciones establecidas en la Resolución CREG 186 de 2020, o aquellas que se determinen en la resolución definitiva del Proyecto de Resolución CREG 702 013 de 2025.

Por último, la definición de Campos Menores se encuentra en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, de la siguiente manera:

“*Campos Menores: Campos productores de hidrocarburos cuyo PP es igual o inferior a 30 MPCD”.*

Se observa que no hay ninguna distinción adicional al potencial de producción, PP, para que un campo se considere si es menor o no. Para el caso de la negociación de contratos con interrupciones, la regulación establecida no incluye ninguna diferenciación para los casos de campos aislados.

1. **Artículo 37.** *En relación con los contratos con interrupciones independientemente de la fuente, se entiende que:1. Los procesos de negociación deberán cumplir con los criterios establecidos en el Anexo 9 (Eficiencia, publicidad, neutralidad, simplicidad y transparencia y objetividad).2. En el día de gas el contrato se considerará firme si el comprador nomina, el vendedor acepta y el suministro se respalda en reservas; en caso de no cumplir alguna de estas tres condiciones el contrato mantiene su naturaleza interrumpible. Se entiende que esto ocurre durante el día D-1 en el proceso de nominación. 3. Si la nominación de las cantidades interrumpibles ocurre después del periodo de nominación, no tendrá la condición de firmeza.4. Las cantidades a ejecutar no pueden superar las PTDV/CIDV remanentes y/o las cantidades variables de los contratos CF95 y CF80.5. Adicionalmente, en la negociación se deberá establecer el criterio de despacho, que en todo caso es libre. Agradecemos a la Comisión confirmar el entendimiento de cada numeral o dar las aclaraciones correspondientes.*

**RESPUESTA:**

En el numeral ii. del literal A. del artículo 37, se indica que:

“*ii. Para la negociación,* ***cada vendedor deberá cumplir con los mismos criterios establecidos en el Anexo 9*** *de la presente resolución y en las condiciones de negociación de los contratos se deberá indicar el criterio objetivo y neutral que será utilizado por el vendedor para definir, durante la ejecución diaria de los contratos, qué nominaciones que hagan los compradores serán las que se autorizarán por el vendedor para la entrega en el día de gas*”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

Asimismo, en el numeral vii. del literal A. del artículo 37, se indica que:

“*vii. En los casos en que los contratos acordados no hayan sido resultantes de procesos de negociación en los que los vendedores* ***no hubiesen cumplido con lo dispuesto en el literal b. del Anexo 9*** *de la presente resolución, el Gestor del Mercado deberá informarlo a las partes,* ***abstenerse de registrar el contrato*** *y dar aviso a las autoridades de vigilancia y control”.* (subrayado en negrilla fuera de texto).

Por último, en el Anexo 9 se indica que:

“*En cualquier proceso que se utilice por parte de los vendedores de cualquier Fuente de Suministro, sin excepciones, a partir del mecanismo de negociaciones directas, tanto en el Mercado primario como en el Mercado secundario, tanto para modalidades de tipo firme* ***como para contratos con interrupciones, se deberán cumplir los siguientes principios***:” (subrayado en negrilla fura de texto).

Y en la definición del principio de publicidad en el literal b. del Anexo 9, se especifica que:

“*b. Publicidad: se garantizará mediante la publicación obligatoria en la página web de cada vendedor.* ***El vendedor******deberá informar al Gestor del Mercado de dicha situación y la dirección del enlace, en el mismo día de la publicación en su página web****, y el Gestor del Mercado publicará en un menú dedicado a ello en el BEC, el aviso dado por cada vendedor al día siguiente de haberlo recibido, junto con la dirección web del enlace respectivo*”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

De lo anterior es claro que los vendedores deben aplicar los principios establecidos en el Anexo 9, así se trate de la negociación de contratos con interrupciones, por lo cual, quien no los cumpla será sujeto de la actuación respectiva de parte de la entidad de vigilancia y control. Ahora bien, si no se cumple con lo establecido respecto del principio de publicidad del literal b., que es fácil y absolutamente verificable antes del registro de un contrato, el Gestor del Mercado deberá informarlo a las partes, abstenerse de registrar el contrato y dar aviso a las autoridades de vigilancia y control.

1. **Artículo 37**. *¿En el mercado secundario un comercializado podría realizar contratos con interrupciones cuyo respaldo aguas arriba es un contrato firme?*

**RESPUESTA:**

En la Resolución CREG 102 015 de 2025 no se establecen condiciones obligatorias de respaldo contractual previo para el desarrollo de las negociaciones en el Mercado secundario, de contratos con interrupciones y el registro de los mismos ante el gestor del Mercado. Lo anterior a diferencia de las negociaciones para contratos de modalidades de tipo firme, en que en el parágrafo del artículo 31 sí especifica lo siguiente:

“***Parágrafo****. La cantidad total de derechos de suministro de cada comercializador registrada* ***mediante contratos de venta de modalidades de tipo firme*** *o que garantizan firmeza en el Mercado secundario,* ***no podrá ser superior a la suma de las cantidades de dicho comercializador compradas mediante los contratos suscritos en firme o con garantía de firmeza, tanto en el Mercado primario como en el Mercado secundario.*** *Lo anterior se deberá cumplir en el momento del registro de cada contrato del comercializador ante el Gestor del Mercado.*

*El Gestor del Mercado deberá establecer un mecanismo para que se dé cumplimiento a la regla enunciada. En caso de no cumplirse la regla anterior al momento de solicitarse el registro de un contrato de venta de derechos de suministro,* ***el Gestor del Mercado deberá informarlo a las partes, abstenerse de registrar el contrato y dar aviso a las autoridades de vigilancia y control***”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

1. **Artículo 37.** *¿Un contrato con interrupciones para el suministro de GNI cuenta con respaldo físico cuando cuenta con derecho de acceso a la infraestructura de regasificación?*

**RESPUESTA:**

Para efectos de lo contemplado en el artículo 38 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, para efectos de traslado de costos a la demanda regulada de contratos de suministro con interrupciones que adquieren firmeza en un día de gas, se cuenta con Respaldo Físico para el caso del gas importado, cuando para el día de gas de ejecución del contrato, el Comercializador de gas importado cuenta con contratos que garantizan el acceso y derecho de uso a: (i) la capacidad de las interconexiones internacionales y/o (ii) la capacidad de las infraestructuras de regasificación. Lo anterior en armonía con la definición de Respaldo Físico incluida en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, que señala en su segundo inciso:

“*Se entenderá que un comercializador de gas natural importado cuenta con Respaldo Físico, cuando al momento de ofrecer suministro para un período dado tiene un contrato que garantiza el acceso y derecho de uso a: (i) la capacidad de las interconexiones internacionales y/o (ii) la capacidad de las infraestructuras de regasificación*”.

1. **Artículo 38. Ejecución de contratos con interrupciones.** *Según lo establecido en el parágrafo del artículo 38, ¿Si el vendedor recibe una solicitud de gas con interrupciones con destino a la demanda esencial, estaría incumpliendo la regulación al suscribir el contrato y ejecutarlo?*

**RESPUESTA:**

Entendemos que la responsabilidad de cumplir con lo establecido en el artículo 2.2.2.2.16 del Decreto 1073 de 2015 recae en los Agentes que atiendan la Demanda Esencial (Comercializador Minorista). La regulación de la CREG no establece obligaciones de suscribir contratos con Respaldo Físico para atender la prestación continua del servicio a la Demanda Esencial, pero sí establece como regla de traslado de costos de los contratos de suministro a la demanda regulada, que los mismos cuenten con Respaldo Físico.

El vendedor no puede negarse a la negociación de un contrato con interrupciones con un comprador que le solicita la negociación de contratos con interrupciones con destino a la atención de la demanda regulada.

1. **Artículo 38. Ejecución de contratos con interrupciones.** *Se considera que esta medida no debe constituir la primera opción de suministro, debido al riesgo inherente de interrupciones asociadas a este tipo de contratos. Adicionalmente, la limitación a un mes de contratación y la exposición a la operatividad diaria, así como a la aceptación de la nominación por parte del vendedor, representan factores de riesgo significativos que deben ser cuidadosamente considerados. Para asegurar la continuidad del servicio, es prioritario fomentar el acceso a productos de suministro firme cuya fuente disponible a hoy es mayoritariamente el Gas Natural Importado (GNI). A diferencia de los contratos con interrupciones, el suministro firme garantiza la seguridad necesaria para satisfacer la demanda.*

**RESPUESTA:**

Los Contratos con interrupciones no pueden ser en absoluto la primera opción de contratación de suministro, y por ello se deja claro en el texto del parágrafo que hace parte del artículo 38 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, que lo establecido para que un Contrato con interrupciones adquiera firmeza para un día de gas, no exime del cumplimiento de la obligación de suscribir contratos con Respaldo Físico con el fin de atender la Demanda Esencial, cuya suministro se garantice en forma continua, sin interrupciones, para toda el período de ejecución del contrato,.

Es claro que con la suscripción de Contratos con interrupciones con el fin de atender la Demanda Esencial en el marco de lo contemplado en la Resolución CREG 102 015 de 2025, no se está dando cumplimiento a lo establecido en la política energética, específicamente a lo establecido en el artículo 2.2.2.2.16 del Decreto 1073 de 2015, en cuanto a que los Agentes que atiendan la Demanda Esencial tienen la obligación de contratar el suministro de gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda, con Agentes que cuenten con Respaldo Físico.

Es decir, se trata de la suscripción de contratos con los que se pueden cumplir compromisos contractuales Firmes o que garantizan firmeza, mediante los cuales se garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas.

Lo establecido con la nueva definición del Contrato con interrupciones busca que, si en última instancia se hace necesario para mantener la continuidad en la prestación del servicio, ejecutar Contratos con interrupciones, el prestador del servicio pueda dar traslado de los costos de ejecución de dichos contratos a los usuarios de la demanda regulada, en los días de gas que se cumplen con las condiciones de la nueva definición.

1. **Artículo 38. Ejecución de contratos con interrupciones.** *Solicitamos aclarar el procedimiento (en el caso en que existiera), que se espera sea realizado por los vendedores del mercado primario para la asignación de aquellas cantidades que no sean nominadas bajo contratos CF95 y CF80 dispuestas para la atención de contratos interrumpibles y que en el marco del artículo 38 se consideren firmes o que garanticen firmeza.*

**RESPUESTA:**

En el numeral ii. del literal A. del artículo 37, se indica que:

“*ii. Para la negociación, cada vendedor deberá cumplir con los mismos criterios establecidos en el Anexo 9 de la presente resolución y* ***en las condiciones de negociación de los contratos se deberá indicar el criterio objetivo y neutral que será utilizado por el vendedor para definir, durante la ejecución diaria de los contratos, qué nominaciones que hagan los compradores serán las que se autorizarán por el vendedor para la entrega en el día de gas*”.** (subrayado en negrilla fuera de texto).

Por otra parte, En el numeral vi. del literal A. del artículo 37, se indica que:

*“vi.* ***Para la ejecución diaria de los contratos con interrupciones*** *de una misma Fuente de Suministro, el vendedor podrá autorizar las nominaciones de los compradores hasta un total que no supere la PTDV/CIDV del día de ejecución de los contratos de esa Fuente de Suministro,* ***sumada a las cantidades no nominadas de la parte variable*** *de pago de los contratos de las modalidades CF95 y CF80”.* (subrayado en negrilla fuera de texto)

De los textos transcritos es claro que los Contratos de suministro con interrupciones son de una sola modalidad, así como sus condiciones de ejecución, indiferentemente del origen de las cantidades que le permiten al vendedor autorizar las nominaciones que reciba de los compradores de dichos contratos. Por tanto, el criterio objetivo y neutral que será utilizado por el vendedor para definir qué nominaciones autorizará en el día previo al día de gas, no depende de si las cantidades a autorizar provienen de cantidades no nominadas de la parte del pago variable de contratos CF80 o CF95, o si provienen de cantidades de PTDV.

1. **Artículo 38. Ejecución de contratos con interrupciones.** *Dada la estrechez de oferta de gas local consideramos pertinente buscar alternativas, como la de contratos con interrupciones que se vuelven firmes durante el día de gas, para que el gas de PTVD en Pruebas se pueda utilizar para atender parte de la demanda regulada, e.g. industriales medianos. Una alternativa regulatoria podría ser ajustar excepcionalmente la Resolución CREG 137 de 2013 de tal manera que los contratos en pruebas se puedan utilizar para atender parte de la demanda regulada.*

**RESPUESTA:**

En la Resolución CREG 102 015 de 2025 no hay ninguna estipulación al respecto de que los contratos de la modalidad de PTDV en Pruebas cuenten con Respaldo Físico. Ello es así porque, de la definición contenida en el Decreto 1073 de 2015 de “*Respaldo Físico*”, a la que debe sujetarse la CREG, se entiende que una de las condiciones para dicho Respaldo, es que la fuente de suministro del productor cuente con “*Reservas de Gas Natural*” al momento de ofrecer suministro para un período dado.

Con la modalidad de Contrato de Suministro de PTDV en Pruebas se tiene por objetivo poder contratar Oferta de producción total disponible para la venta en pruebas - PTDV en Pruebas, pero se especifica en su definición, que dicha modalidad no requiere contar con Respaldo Físico. Es decir, con la suscripción de estos contratos para atender Demanda Esencial no se están dando cumplimiento a lo establecido en el artículo 2.2.2.2.16 del Decreto 1073 de 2015, ni se puede dar traslado de costos de esta modalidad a la demanda regulada en los términos de la Resolución CREG 137 de 2013 vigente. Ello es así porque un contrato firme o que garantiza firmeza, por definición en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, adoptada para la Resolución CREG 102 015 de 2025, requiere contar con Respaldo Físico, y, por tanto, requiere contar con Reservas de Gas Natural, lo cual no ocurre en el caso de suministro proveniente de campos de producción que se encuentran en pruebas.

En armonía con lo anterior, la priorización de la Demanda Esencial no se aplica en las negociaciones de los contratos de suministro de PTDV en Pruebas (ver respuesta a la consulta 27 de la Circular CREG No. 080 de 2024).

En el documento CREG-902 116 de 2025, publicado como soporte de la Resolución CREG 102 015 de 2025, se presentan los comentarios y el resumen de los análisis realizados por la CREG, respecto a la contratación del suministro de gas proveniente de un campo que se encuentra en pruebas extensas o que no ha declarado comercialidad.

Por otra parte, será sujeto de análisis futuro de la CREG la posibilidad de permitir o no el traslado de costos de contratos de suministro de la modalidad de PTDV en Pruebas para la atención de la demanda regulada, en la resolución que sustituya la Resolución CREG 137 de 2013.

1. **Artículo 39. Renominación de contratos con interrupciones.** *"¿Si el comprador de contratos con interrupciones nomina, el vendedor acepta y hay reservas, posterior al cierre de nominaciones, puede hacer renominaciones a la baja? Entendemos que estas renominaciones deben ser aceptadas por el vendedor, pero en todo caso, si se hacen las renominaciones y se aceptan, existe obligación de pago por parte del vendedor para el día de gas así no consuma el gas. Agradecemos a la Comisión dar las aclaraciones correspondientes.*

**RESPUESTA:**

Se entiende que, si se presentó, en el día previo al día de gas, una nominación de la cantidad contratada y la misma fue autorizada por el vendedor, el desarrollo de su ejecución en el día de gas sigue el mismo desarrollo de la nominación y renominación de cualquier otro contrato. Ahora bien, tal como se establece en el RUT, el productor-comercializador o el comercializador podrán negar la aprobación de la renominación si existen limitaciones técnicas o de capacidad en las facilidades de suministro.

El pago del suministro del día de gas se deberá hacer con base en las cantidades autorizadas por el vendedor (valores de ejecución del suministro), sin que haya un pago mínimo de cantidades no entregadas, pues el Contrato con interrupciones no pasa a ser un contrato CF95 ni CF80 para ese día de gas, día para el que se cumplieron las condiciones establecidas en el artículo 38 de CREG 102 015 de 2025. El objetivo es que la nominación del comprador atienda de la manera más precisa sus reales necesidades, pues el vendedor al autorizar esas cantidades nominadas es muy posible que esté limitando la posibilidad de autorizar otras cantidades nominadas de otros contratos con interrupciones vigentes.

1. **Artículo 39. Renominación de contratos con interrupciones.** *Solicitamos amablemente que la Comisión detalle cómo se integran los procesos de comercialización de excedentes en el mercado primario y el mercado secundario, enfatizando en los cronogramas operativos y las condiciones dadas en el artículo 39 de la resolución.*

**RESPUESTA:**

En el artículo 39 de la Resolución CREG 102 015 de 2025 se establecen las consideraciones operativas relacionadas con renominaciones, que son completamente semejantes a las establecidas actualmente en la Resolución CREG 186 de 2020 vigente, con la adición del literal c) en el que se establece que no se permitirán renominaciones de parte del comprador del Mercado primario, para la parte de ejecución del pago variable del contrato de las modalidades CF80 y CF95, que no fue nominada inicialmente y que fue utilizada por el vendedor del Mercado primario para autorizar la entrega de la nominación de un contrato con interrupciones.

Es muy importante tener en cuenta que las asignaciones del proceso úselo o véndalo de corto plazo parten de las cantidades no nominadas del porcentaje de pago mínimo de los contratos CF80 y CF95, que como se explicó en la respuesta 61 a la pregunta del presente ANEXO, no se relaciona con las cantidades de pago variable de dichos contratos para efectos de autorizar las nominaciones de contratos con interrupciones. Es por ello por lo que no se requiere determinar un horario especial para efectos de las autorizaciones de los vendedores, de las cantidades nominadas de los contratos de suministro con interrupciones, pues no hay necesidad de un esquema de subasta en que el Gestor del Mercado determina las asignaciones del proceso UoVCP.

1. **Artículo 39. Renominación de contratos con interrupciones.** *Considerando las nominaciones provenientes con contratos interrumpibles, el cual según el art. 38, se vuelven de carácter firme cuando el comprador lo nómina y el vendedor lo confirma. Y si en el día se presenta evento en el consumidor o comprador y se ejecutó renominación a la baja, como se controla que el productor quién autoriza las cantidades de gas del Contrato interrumpible no revenda esté al ser pagado por el comprador inicial?*

**RESPUESTA:**

El comprador de un contrato de suministro con interrupciones debe prever con mayor precisión las cantidades a nominar al vendedor en el día previo al día de gas, considerando la posibilidad de utilizar variaciones de salida y desbalances diarios en el sistema de transporte del SNT o en los sistemas de distribución, de los que haga uso.

En todo caso el vendedor deberá tener en cuenta que la posibilidad de renominaciones del comprador de un contrato con interrupciones que ha adquirido firmeza para el día de gas, le lleva a no autorizar renominaciones al alza de contratos de suministro con interrupciones que no adquirieron firmeza para ese mismo día.

1. **Artículo 39. Contratos CF80 y CF95, Contratos de Suministro de PTDV en Pruebas.** *Agradecemos a la Comisión aclarar si sobre la parte variable de los contratos CF80 y CF95 existe obligación de entrega de la parte vendedora al recibir la nominación del comprador en el día de gas. En caso afirmativo, agradecemos a la CREG precisar si en todo caso tendrán prioridad estas solicitudes sobre las cantidades de contratos con interrupciones que en todo caso se nominen por parte del comprador y tengan reservas o si, por el contrario, dado que el contrato con interrupciones es firme para el día siguiente no se podrían aceptar renominaciones de la parte variable de los contratos CF95 y CF80. Agradecemos a la Comisión confirmar el entendimiento. ¿La regla es la misma en el caso de los Contrato de Suministro de PTDV en pruebas?*

**RESPUESTA:**

El comprador de un contrato de la modalidad CF80 o CF95, por definición de cada modalidad, cuenta con la garantía del servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones, durante un período determinado. Esa cantidad diaria máxima es la cantidad contratada, lo cual no debe confundirse con la obligación de un pago mínimo (80% o 95% de la cantidad máxima contratada) en la liquidación mensual del contrato. Es por ello por lo que el vendedor no puede hacer uso de esas cantidades que corresponden al porcentaje de pago variable, para autorizar nominaciones de contratos de suministro con interrupciones, a menos que el comprador no haga la nominación, parcial o total, de dichas cantidades de pago variable, como se establece en el literal f. del artículo 23 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, que dice:

“*f. En los contratos de suministro de las modalidades CF95 y CF80,* ***el volumen de la componente de pago variable del contrato podrá ser nominado por el comprador del Mercado primario****. En caso de que el comprador no haga la nominación total de dicho volumen de pago variable, el vendedor del Mercado primario podrá atender nominaciones de contratos con interrupciones con los volúmenes del componente variable no nominados por el comprador del Mercado primario*”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

Del texto transcrito es claro que el vendedor no puede autorizar nominaciones de contratos de suministro con interrupciones, hasta tanto no conozca si hay cantidades de pago variable de los compradores de contratos CF80 y CF95, que no le fueron nominadas inicialmente.

En cuanto a la nominación de contratos de PTDV en Pruebas, en la definición de los mismos se especifica que “(…) *contrato escrito en el que un Productor-comercializador garantiza el servicio de suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural sin interrupciones*” y también que “(…) *Las partes podrán pactar el pago en la liquidación mensual, de un porcentaje mínimo de la cantidad contratada correspondiente al mes, independientemente de que sea consumida o no*”. Ambas son semejantes a las utilizadas para la definición de las modalidades CF80 y CF95. Sin embargo, a pesar de las semejanzas de las modalidades contractuales mencionadas, el trato respecto de nominaciones de gas a ser autorizadas de contratos de suministro con interrupciones a partir de las cantidades no nominadas por los compradores de los contratos CF80 y CF95 no es semejante, y es por ello que en el literal f. arriba transcrito, y en ninguna otra parte de la resolución que se haga mención de dicha posibilidad, no se incluye en la disposición mención de contratos de PTDV en Pruebas, por lo que las cantidades de pago variable, en caso de haberse pactado en dichos contratos de PTDV en Pruebas y de no haber sido nominadas por el comprador, no pueden ser utilizadas para la autorización de nominaciones de contratos de suministro con interrupciones de campos en pruebas o sin declaración de comercialidad.

1. **Artículo 41. Registro de los contratos de consumos propios.** *Entendemos que el registro de los acuerdos/contratos/certificados del descuento de gas natural como productores comercializadores para el consumo propio será obligatorio a partir del 1° de junio de 2025. Agradecemos a la Comisión confirmar el entendimiento y realizar las precisiones a que haya lugar.*

**RESPUESTA:**

El registro de contratos, actas, certificados o acuerdos suscritos para efectos del suministro de consumo propios de los productores-comercializadores, se deberá efectuar a partir del 1 de junio de 2025, fecha en la que se inicia la aplicación de lo establecido en la Resolución CREG 102 015 de 2025, de acuerdo con el artículo 46 de la misma.

Los productores-comercializadores deben tener en cuenta lo dispuesto en el segundo inciso del parágrafo del artículo 19, que establece que:

“*La disposición anterior también aplica en el caso de las cantidades liberadas del consumo propio de los Productores-comercializadores, de acuerdo con la declaración de la producción comprometida de un productor, PC, publicada por el Ministerio de Minas y Energía,* ***cuyos contratos hayan sido registrados ante el Gestor del Mercado conforme a lo dispuesto en el artículo 41 de la presente resolución***”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

Para efectos de lo anterior, y a partir de lo establecido en el segundo inciso del Anexo 1, se entiende que los agentes que hayan registrado contratos en forma previa a la fecha de publicación de la Resolución CREG 102 015 de 2025 y cuya ejecución se encuentre vigente, deberán completar la totalidad de la información requerida en el Anexo 1 para cada uno de los contratos registrados, en el plazo máximo de treinta (30) días hábiles contados a partir del inicio de aplicación de la mencionada resolución. En el caso de los contratos, actas, certificados o acuerdos suscritos para consumo propio por los productores-comercializadores, para efectos de aplicar el texto arriba transcrito, el registro no se limita a los nuevos contratos, actas, certificados o acuerdos que se realicen a partir de la entrada en aplicación de la Resolución CREG 102 015 de 2025, sino también a los que se encuentren vigentes para esa fecha.

1. **Artículo 41. Registro de los contratos de consumos propios.** *Aclarar o precisar a qué corresponden los “otros consumos propios”. Así mismo, surge la inquietud de si el gas destinado a refinería se debe obtener mediante contratos que surjan de procesos de comercialización trimestrales definidos en la Resolución CREG 015 de 2025. Agradecemos aclarar.*

**RESPUESTA:**

La expresión “*otros consumos propios*” busca incluir todos aquellos consumos de los productores-comercializadores, en aplicación de lo establecido en el artículo 2.2.2.2.20 del Decreto 1073 de 2015.

Entendemos que los consumos propios que se declaran como PC en la declaración de producción que se presenta al Ministerio de Minas y Energía, se condiciona a que “*para que el productor pueda descontar las cantidades debe ser el propietario, es decir dueño del 100% de la participación accionario de la sociedad. Por lo cual es importante aclarar que no solo es requisito necesario que el productor tenga el control societario, sino que debe ser propietario del 100%”[[6]](#footnote-7).*

En todo caso, cuando el productor-comercializador suscribe, como comprador, contratos de suministro de gas negociados en el Mercado Mayorista de Gas Natural para atender parte de sus propios consumos, lo debe hacer como usuario no regulado. Es libertad de una refinería o de cualquier otra persona jurídica, independientemente de quién es su propietario, acudir o no al Mercado Mayorista de Gas Natural para adquirir gas natural, cuando este no es usado como combustible, sino como como materia prima de procesos industriales petroquímicos. Si el destino del gas es para uso en refinería, “*excluyendo aquel uso con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del sistema interconectado nacional*”, se considera parte de la Demanda Esencial, como se dispone en las definiciones del artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015.

1. **Artículo 43. Registro de los contratos resultantes de los Contratos Sujetos a Condiciones.** *De lo dispuesto en el artículo entendemos que:- El registro de los contratos requiere previamente la Declaración de Producción al MME y en la PC se registrarán las cantidades reportadas de los Contratos Firmes Sujetos a Condiciones, las cantidades remanentes se declararán como PTDV y posteriormente, se declararía la PTDVF que en todo caso podría ser de cero para todo el perfil, si todas las cantidades están contratadas.- El plazo de 5 días hábiles para la declaración de PTDVF al gestor del mercado aplicará a partir de la publicación del acto administrativo por parte de MME.- Lo señalado en el numeral 3) hace referencia a los contratos firmes sujetos a Condiciones y cantidades remanentes serán comercializadas en el trimestre estandar de negociación inmediatamente posterior a esta declaración. Agradecemos confirmar si este entendimiento es correcto.*

**RESPUESTA:**

Las condiciones para el registro de los contratos de las modalidades de tipo firme, resultantes del desarrollo de un Contrato Firme sujeto a Condiciones, parte del siguiente entendimiento de la CREG:

* Se suscribe inicialmente un contrato, acuerdo comercial o documento de compromiso asimilable en el que un Agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o gas natural importado, sin interrupciones, durante un período determinado exceptuando los periodos de mantenimiento programado. La ejecución de este contrato está sujeto a que se realice la declaración de comercialidad o la puesta en servicio de las infraestructuras de importación de gas natural y a partir de ese momento se entenderá como un Contrato en Firme.
* Una vez el agente (productor-comercializador o comercializador de gas importado) que se compromete en la venta de gas natural en el Contrato Firme sujeto a condiciones, declara a la ANH la comercialidad de la Fuente de Suministro comprometida en dicho Contrato, o la puesta en servicio de la Infraestructura de Importación, el agente pasa a declarar inicialmente y de inmediato al Ministerio de Minas y Energía, o a quien este determine, la declaración de producción (PP, PC y PTDV) de la Fuente de Suministro, en los términos del artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015.
* Para la declaración de producción inicial que se presenta al Ministerio de Minas y Energía, el productor-comercializador o el comercializador de gas importado, según sea el caso, deberá tener en cuenta que las cantidades suministradas en los Contratos Firmes sujetos a Condiciones de dicha Fuente de Suministro o capacidad de acceso y uso a la Infraestructura de Importación, harán parte de la Producción Comprometida (PC), como se dispone en el literal d) del artículo 2.2.2.2.45 del Decreto 1073 de 2015.
* A partir de la publicación de la declaración de producción publicada para la Fuente de Suministro por parte del Ministerio de Minas y Energía, o por quien este determine, el productor-comercializador o el comercializador de gas importado, hará una primera declaración al Gestor del Mercado de la PTDVF o de la CIDVF, puesto que para esa Fuente de Suministro ya se declaró comercialidad, es decir, ya cuenta con Reservas de Gas Natural. Para ese momento se deben empezar a cumplir las condiciones de registro de los contratos resultantes de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones de esa Fuente de Suministro, establecidos Enel artículo 43 mencionado.

Si en la declaración inicial de producción, la suma de cantidades de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones de una misma Fuente de Suministro con la suma de las cantidades de consumo propio del productor-comercializador para esa misma Fuente es igual al potencial de producción en algunos o varios de los períodos mensuales contenidos en esa declaración de producción, ello implicará que la PTDV es igual a cero para esos períodos. Si lo anterior no ocurre, la PTDV/CIDV deberá tener un valor positivo, pero ello no obliga al vendedor a declarar al Gestor del Mercado una PTDVF/CIDVF igual al valor de la PTDV/CIDV, al igual como hoy en día se encuentra establecido, en la que la condición de declaración de PTDVF/CIDVF es que sea menor o igual que la correspondiente PTDV/CIDV.

Por otra parte, en el numeral 1 del artículo 43 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, se especifica que:

“*1. Declaración inicial de la PTDVF: el Productor-comercializador podrá presentar ante el Gestor del Mercado, en cualquier momento del año, la primera declaración de la PTDVF de una Fuente de Suministro sobre la que se declara su comercialidad ante la autoridad competente, siempre y cuando* ***la declaración sea realizada, en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles contados a partir de la publicación de la declaración del Potencial de Producción de dicha Fuente de Suministro, por parte del Ministerio de Minas y Energía o por quien este delegue”.*** (subrayado en negrilla fuera de texto).

A su vez, en el numeral 3 del artículo 43 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, se especifica que:

“*3. La suma de las cantidades de los contratos de modalidades de tipo firme que se registran ante el Gestor del Mercado que resulten de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, para cada uno de los meses de ejecución de los contratos que se registran, no podrá ser superior a la cantidad inicialmente publicada para esos mismos meses de ejecución, de la Producción Comprometida, PC, en la primera declaración de Potencial de Producción de la Fuente de Suministro”.* (subrayado en negrilla fuera de texto).

Del texto transcrito se entiende que solamente se pueden registrar contratos de modalidades de tipo firme, resultantes del desarrollo de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, de una misma fuente de Suministro, cuya suma total de cantidades contratadas no sea superior a la PC publicada por el Ministerio de Minas y Energía o por quien este determine, para los períodos declarados para esa Fuente de Suministro. El Gestor del Mercado deberá hacer la validación de esa condición cada vez que un vendedor solicite el registro de un contrato resultante de un Contrato Firme sujeto a Condiciones.

A menos que la declaración de PTDVF/CIDVF coincida con el primer día hábil de un trimestre estándar de negociación, la negociación de la PTDVF/CIDVF de la fuente de Suministro iniciará en el siguiente trimestre estándar de negociación al trimestre en que se declaró inicialmente la PTDVF/CIDVF. Sin embargo, se podrán negociar y registrar contratos de suministro con interrupciones y/o contratos de contingencia en el mismo trimestre en que se haya publicado la declaración de PTDV/CIDV o de PTDVF/CIDVF respectivamente.

Del mismo modo, el vendedor de la Fuente de Suministro podrá negociar contratos de suministro en las condiciones de un campo en pruebas o sin declaración de comercialidad, establecidas en la resolución, para lo cual no aplica el Contrato Firme sujeto a Condiciones, pues para las entregas de gas en esas circunstancias la Fuente de Suministro no cuenta con Reservas de Gas Natural.

Por último, las reglas de comercialización del Mercado Mayorista no se aplican a las negociaciones de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, aunque entendemos que las partes de esos Contratos deben ser las mismas partes del Mercado primario.

1. **Artículo 43. Registro de los contratos resultantes de los Contratos Sujetos a Condiciones.** *Para que nuevos proyectos de regasificación sean viables de desarrollar se requiere la convergencia de compradores y vendedores en esquemas de mediano plazo (ej.: 10 años). Por otro lado, en los escenarios futuros de suministro, existe una fuerte expectativa sobre los campos offshore a precios más competitivos que el GNI en los próximos 5 años. En estos escenarios, un agente del mercado, principalmente un comercializador, debe decidir si contratar servicios de regasificación para la importación de GNI a plazos que aseguren el cierre financiero de los proyectos, asumiendo el riesgo de que el gas offshore entre en el mercado, lo que podría generar una pérdida de competitividad para quien tiene infraestructura para GNI o, en su defecto, dejar sin utilizar la infraestructura ya contratada. Lo eficiente en este escenario es viabilizar la infraestructura de regasificación y si se tienen fuentes más baratas usarlas, sin embargo, los compromisos de regasificación ya asumidos deben cumplirse y es imposible que un comercializador pueda asumir ese costo. En la consultoría sobre GNI que adelantó la CREG se propuso un mercado secundario de servicios de regasificación, que es favorable para la situación expuesta pero aun así se puede quedar corto. ¿Prevé la CREG incluir próximamente en la regulación alguna medida para la situación planteada? El riesgo planteado puede mitigarse habilitando el traslado eficiente de los servicios de regasificación a la tarifa, independientemente de si se utilizan o no. En cualquier caso, estos servicios contribuirán a fortalecer la confiabilidad del sistema para atender la demanda en coyunturas específicas.*

**RESPUESTA:**

En el Plan de Abastecimiento de Gas Natural se adoptan los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, de acuerdo con el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015. En las definiciones del artículo 2.2.2.1.4 del Decreto en mención, se encuentran las siguientes:

“*Confiabilidad: capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural de prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en la infraestructura”.*

*“Seguridad de abastecimiento: capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo*”.

La regulación de ingreso establecida por la CREG busca incentivar la mayor competencia de entrada para la ejecución de los proyectos adoptados, siendo un incentivo necesario, la determinación de un esquema de ingreso regulado, que evita al ejecutor asumir el riesgo de demanda, es decir, de contratación de las capacidades del proyecto que se ejecuta.

Lo anterior no limita la posibilidad de que los agentes, por iniciativa propia, decidan avanzar proyectos incluidos o no incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, para lo cual deberán hacer las evaluaciones de riesgos correspondientes.

1. **Artículo 43.** ¿Cómo se registran al Gestor del Mercado los contratos firmes sujetos a condiciones para el suministro de GNI?

**RESPUESTA:**

Los Contratos Firmes sujetos a Condiciones no se registran ante el Gestor del Mercado, sino que se le comunican, en virtud de lo establecido en los dos primeros incisos del artículo 43 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, que especifican:

“*Los vendedores y los compradores* ***deberán comunicar al Gestor del Mercado*** *que se ha suscrito el Contrato Firme sujeto a Condiciones, dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a que ello ocurra.*

*La* ***fecha de la entrega de dicha información al Gestor del Mercado servirá de referencia*** *para la determinación de los requisitos mínimos a aplicar a partir del inicio de la ejecución del suministro firme o con garantía de firmeza del contrato, dado el caso de que finalmente se realice su registro ante el Gestor del Mercado para efectos de su posterior ejecución. Para lo anterior, se deberá anexar la copia completa del Contrato Firme sujeto a Condiciones y la información con que se cuente de aquella establecida en el numeral 1.1 del Anexo 1 de la presente resolución*”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

Para el registro de los contratos de modalidades de tipo firme resultantes del desarrollo de Contratos Firmes sujetos a Condiciones, se deberán cumplir las condiciones establecidas en los numerales del artículo 43 en mención.

Por último, las reglas de comercialización del Mercado Mayorista no se aplican a las negociaciones de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones, aunque entendemos que las partes de esos Contratos deben ser las mismas partes del Mercado primario.

1. ​​**Artículo 43**. ¿Cómo entiende la Comisión que aplica el artículo 43 para los comercializadores de gas importado (declaración de primera CIDVF, modalidad, etc.)?

**RESPUESTA:**

En el artículo 2.2.2.2.45 del Decreto 1073 de 2015 se establecen los mecanismos y procedimientos de comercialización de los Contratos Firmes sujetos a Condiciones. El literal a) señala lo siguiente:

“*El mecanismo de comercialización y* ***las modalidades contractuales serán libres****, y podrán realizarse en cualquier momento del año. Así mismo, los contratos podrán iniciar y finalizar su ejecución en cualquier momento del año”.* (subrayado en negrilla fuera de texto).

Ver respuesta a la pregunta 76 del presente ANEXO.

1. **Artículo 45. Transitorio.** S*e entiende que se podrá contratar capacidad de transporte en cualquier momento para los trimestres de ejecución 1-2. ¿Esta medida aplica únicamente para los 2 primeros trimestres de ejecución (sep2025 - feb2026) o se continuará aplicando periódicamente en cada trimestre de ejecución?*

**RESPUESTA:**

Como se indica en el nombre del artículo 45, la medida es transitoria y solamente aplica en el primero y segundo trimestres estándar de negociación de suministro que se presente conforme con lo dispuesto en el artículo 46 de la resolución. En el artículo 46 se señala que:

“*Las disposiciones contenidas en la presente resolución aplicarán a partir del 1° de junio de 2025, relativo al primer Trimestre Estándar de negociación que ocurrirá entre junio y agosto del año de gas 2025*”.

De lo anterior es claro que la medida solamente aplica en los trimestres estándar de negociación de junio a agosto de 2025 y de septiembre a noviembre de 2025.

La CREG está analizando la necesidad de hacer ajustes a la Resolución CREG 185 de 2020, para incluir o no medidas como la transitoria en mención, de manera que se vuelva una medida definitiva.

1. **Artículo 47. Vigencia y alcance de los conceptos emitidos mediante circulares*.*** *El artículo 47 al señalar las normas que se derogan con esta nueva resolución no hace referencia expresa a Resolución 102 009 de 2024. Al respecto solicitamos aclarar si las disposiciones de esta resolución siguen vigentes y si los conceptos que emitió la Comisión mediante las Circulares 070, 071, 080, 94 de 2024, sobre el alcance de la misma, reflejan la doctrina vigente de la Comisión.*

**RESPUESTA:**

Las modificaciones realizadas a la Resolución CREG 186 de 2020 mediante la Resolución CREG 102 009 de 2024, siguen vigentes hasta el 31 de mayo de 2025. En las normas que se derogan en el artículo 47 de la Resolución CREG 102 015 de 2025 se incluye la Resolución CREG 186 de 2020 y sus modificaciones.

Sin embargo, es de tener en cuenta que gran parte de las reglas establecidas o modificadas de la Resolución CREG 186 de 2020, como las incluidas en la Resolución CREG 102 009 de 2024, se mantienen o se les hacen mínimos ajustes de forma, por lo que conceptos emitidos anteriormente con respecto a dichas reglas reflejan el entendimiento de la CREG al respecto. Ello incluye no solo las circulares CREG 070, 071, 080 y 94, todas de 2024, sino inclusive en varios aspectos fundamentales no modificados o ajustados desde la Resolución CREG 089 de 2013, los documentos de soporte publicados para esta última resolución.

1. **Anexo 1. Numeral 1.3. Declaración de valores facturados en contratos con interrupciones*.*** *El numeral iv) del numeral 1.3 del Anexo 1 establece que se tendrá que reportar el valor facturado del contrato con interrupciones a más tardar a las 24 horas del día D+1. Al respecto es importante precisar que en el día D+1 no se realiza liquidación ni facturación de gas y por tal información no podría ser declarada al Gestor en el plazo antes señalado. Agradecemos a la Comisión aclarar cómo se debe dar aplicación a esta disposición.*

**RESPUESTA:**

Se debe entender, para efectos de la declaración de la información el numeral 1.3 del Anexo 1 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, que el reporte a más tardar a las 24:00 horas del día D+1, debe ser el del valor que se facturará por la liquidación mensual del contrato de suministro con interrupciones del Mercado primario para el día de gas D.

1. **Anexo 1. Declaración de información sobre cantidades de GNC.***Con el fin asegurar la oportunidad de la información, agradecemos a la Comisión aclarar si el reporte de cantidades entregadas a través de GNC pueden ser reportadas por el operador de las facilidades dado que en el día a día de la operación es este agente el que tiene la información de primera mano.*

**RESPUESTA:**

De acuerdo con lo establecido en el numeral ii. del literal a) del numeral 4.1 del Anexo 1 de la Resolución CREG 102 015 de 2035, corresponde al vendedor del Mercado primario la entrega de la información, a más tardar a las 12:00 horas del día D+1, de entre otras, la cantidad total entregada a otros medios de transporte como gasoductos dedicados, gasoducto de conexión, transporte terrestre para gas natural comprimido, transporte terrestre para gas natural licuado, expresada en MBTU. Es responsabilidad del vendedor realizar las gestiones necesarias para cumplir con esta obligación regulatoria, puesto que el operador de las facilidades no es parte del contrato de suministro.

1. **Anexo 1. Registro de los contratos del Mercado primario.***¿Sobre las modificaciones de los contratos del mercado primario registrados en el Gestor del Mercado, las partes pueden reducir la cantidad contratada?*

**RESPUESTA:**

Dentro del objeto del contrato de suministro se incluye la cantidad diaria máxima a garantizar, así como el precio de suministro, por lo que no son objeto de las modificaciones permitidas al registro de un contrato ni, por tanto, a modificaciones del contrato de suministro en sí mismo. La obligación pactada en el contrato de una cantidad máxima a garantizar o de un precio definido inicialmente va en armonía con el precio pactado, los requisitos mínimos de la CREG que deben estar incorporados en el contrato de suministro, que incluyen las condiciones de incumplimiento y de pago de compensaciones, las condiciones de priorización para la demanda a atender, los mecanismos de comercialización (subasta, sobre cerrado, prorrata, etc.) en que se pactó el contrato y demás aspectos que afectan la mana en que finalmente se pactó el contrato.

Por lo anterior, en los contratos de suministro no se puede pactar, como modificación del contrato, el cambio de las cantidades garantizadas, ni aumentando la cantidad, ni reduciéndola. Y, por lo anterior, no puede haber cambio en la información registrada del contrato ante el Gestor del Mercado.

1. **Anexo 1. Registro de los contratos del Mercado primario.***¿Sobre las modificaciones de los contratos del mercado primario registrados en el Gestor del Mercado, las partes pueden aumentar la cantidad contratada?*

**RESPUESTA:**

Así ocurra que, en una nueva negociación del suministro entre las mismas partes de un contrato de suministro vigente, la modalidad contractual de la negociación sea la misma que la del contrato vigente, el precio del suministro sea el mismo al del contrato vigente, la Fuente de Suministro y el Punto de Entrega sean los mismos que en el contrato vigente y, en general, las demás condiciones establecidas en la negociación sean las mismas a las condiciones pactadas en el contrato vigente, las partes no pueden modificar dicho contrato vigente adicionando las nuevas cantidades negociadas, sino que deben suscribir un nuevo contrato y registrarlo ante el Gestor del Mercado en los plazos y condiciones establecidas en la Resolución CREG 102 015 de 2015.

Ver respuesta a la pregunta 84 del presente ANEXO.

1. **Anexo 1. Registro de los contratos del Mercado primario.***¿En lo referente a las modificaciones de los contratos del mercado primario registrados en el Gestor del Mercado, las partes pueden aumentar la cantidad contratada en virtud de la declaración por parte del vendedor de una Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia (transitoria o no transitoria)?*

**RESPUESTA:**

La modalidad de Contrato de suministro de contingencia es la modalidad establecida por definición, para que un vendedor garantice el suministro de una cantidad diaria máxima de gas natural desde una fuente alterna de suministro, sin interrupciones, cuando el mismo vendedor u otro Participante del mercado que suministra gas natural se enfrenta a un evento que le impide la prestación del servicio desde la(s) fuente(s) de suministro pactada(s).

Ver respuesta a la pregunta 85 del presente ANEXO.

1. **Anexo 1. Registro de los contratos del Mercado primario***. ¿En lo referente a las modificaciones de los contratos del mercado primario registrados en el Gestor del Mercado, las partes pueden reducir la cantidad contratada en virtud de la declaración por parte del vendedor de una Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia (transitoria o no transitoria)?*

**RESPUESTA:**

Se entiende que las condiciones pactadas en un contrato de suministro no se afectan cuando se presenta una Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia, en los términos definidos en el Decreto 1073 de 2015, por lo que la cantidad contrada sigue siendo la misma durante la ocurrencia del evento.

Por otro lado, tal como se establece en el parágrafo del artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015, “*La declaratoria del periodo de Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas natural o Situaciones de Grave Emergencia No Transitorias, por la ocurrencia de un evento propio del ámbito de acción de un productor, transportador o comercializador,* ***no lo eximirá del cumplimiento de sus obligaciones contractuales, salvo que dicho suceso obedezca a*** *un evento de fuerza mayor, caso fortuito, causa extraña o a un evento eximente de responsabilidad conforme a lo dispuesto en la regulación vigente”.* (subrayado en negrilla fuera de texto). Por ello y con más razón, las partes no pueden reducir la cantidad contratada para la duración del evento.

Ver la respuesta a la pregunta 84 del presente ANEXO.

1. **Anexo 1. Registro de los contratos del Mercado primario**. *¿En lo relativo a las modificaciones de los contratos del mercado primario registrados en el Gestor del Mercado, las partes pueden cambiar en el registro el tipo de demanda a atender? Esto es, desde una demanda NO esencial a una demanda esencial y viceversa.*

**RESPUESTA:**

Ver la respuesta dada a la consulta 31 publicada en la circular CREG No. 094 de 2024.

Ver la respuesta dada a la pregunta 81 del presente ANEXO.

1. **Anexo 1. Registro de los contratos del Mercado primario**. *¿Sobre las modificaciones de los contratos del mercado primario registrados en el Gestor del Mercado, las partes pueden cambiar en el registro el tipo de demanda a atender? Esto es, desde una demanda NO esencial a una demanda esencial (ejemplo: de industrial a estaciones compresoras) o viceversa, con especial atención a una situación en la se presenta una* *declaración por parte del vendedor de una Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia (transitoria o no transitoria) de acuerdo con las disposiciones del Decreto 1073 de 2015 del Ministerio de Minas y Energía.*

**RESPUESTA:**

Ver la respuesta a la pregunta 87 y a la pregunta 88 del presente ANEXO.

1. **Anexo 1. Registro de los contratos del Mercado primario**. *Para el caso en que no sea posible en alguno de los casos anteriores, ¿las partes están habilitadas regulatoriamente para terminar el contrato en común acuerdo y en todo caso las cantidades de suministro liberadas deberán estar sujetas a las reglas de comercialización de suministro vigentes?*

**RESPUESTA:**

Las partes de un contrato de suministro de modalidad de tipo firme pueden terminar el contrato, a partir de las condiciones específicas establecidas para ello en el mencionado contrato. Al acordarse la terminación del contrato y registrar dicha terminación ante el Gestor del Mercado se “libera” PTDVF para esa Fuente de Suministro de modo que la cantidad remanente de PTDVF se aumenta para esa Fuente de Suministro pactada en el contrato que se da por terminado y puede negociarse a partir de ello para contratos de contingencia o, en el siguiente Trimestre Estándar de negociación, a menos que el vendedor modifique la declaración de PTDVF de esa Fuente de Suministro, en la declaración al Gestor del Mercado del primer día hábil del trimestre estándar de negociación.

1. **Anexo 1. Registro de los contratos del Mercado primario**. *¿En atención a las modificaciones de los contratos del mercado primario registrados en el Gestor del Mercado, las partes pueden aumentar o reducir el precio suministro pactado? Esto, sin tener en cuenta la actualización de precios.*

**RESPUESTA:**

Tal como ocurre en el caso de modificación de cantidades máximas contratadas, el precio de un contrato de suministro es parte del objeto del contrato y no puede modificarse durante su ejecución.

Ver la respuesta a la pregunta 84 del presente ANEXO.

1. **Anexo 8. Priorización.***Precisar si existe alguna excepción a la aplicación de la priorización de que trata el Anexo 8 considerando que establece "Lo anterior aplica a cualquier Fuente de Suministro, ya sea de gas natural de producción nacional o de gas natural obtenido en el exterior, sin excepción alguna". En particular entendemos que lo anterior no aplica para campos en pruebas extensas, contratos de contingencias, contratos para uso como materia prima, entre otros.*

**RESPUESTA:**

Las condiciones de la priorización están establecidas en los siguientes textos de la Resolución CREG 102 015 de 2025:

* En el parágrafo 4 adicionado al Artículo 19 de la Resolución CREG 186 de 2020, que tenía un alcance diferente al nuevo artículo 19 de la Resolución CREG 102 015 de 2025:

“***Parágrafo 4.******Todos los vendedores deberán establecer un procedimiento de priorización en las negociaciones directas que desarrollen, para la asignación de las cantidades solicitadas por parte de los compradores que atienden directamente a usuarios que hacen parte de la Demanda Esencial****, dado el caso de que el gestor del mercado obtenga un “año de gas con priorización” como resultado de lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 24 de la presente resolución. Particularmente, se deberá tener en cuenta los aspectos establecidos en el literal d) y el parágrafo, ambos del artículo 22 de la presente resolución*”. (subrayado en negrilla fuera de texto)

* En el literal d) del artículo 22 de la Resolución CREG 186 de 2020, modificado por el artículo 10 de la Resolución CREG 102 009 de 2024:

“*d) Dado el caso de que el gestor del mercado obtenga un “año de gas con priorización” como resultado de lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 24 de la presente resolución,* ***los vendedores del mercado primario deberán establecer para la asignación de las cantidades solicitadas para ser ejecutadas en ese año, un procedimiento de priorización en las negociaciones directas que desarrollen, para la asignación de las cantidades solicitadas por parte de los comercializadores que atienden directamente a usuarios regulados y no regulados que hacen parte de la Demanda Esencial y las solicitadas por parte de los usuarios no regulados que hacen parte de la Demanda Esencial.*** *Para efectos de lo anterior se deberán tener en cuenta los siguientes aspectos:*

*(…)*”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

* En el Anexo 8 de la Resolución CREG 186 de 2020, adicionado por la Resolución CREG 186 de 2020:

“*El siguiente será el procedimiento a ser desarrollado por los vendedores y compradores del mercado primario mediante el mecanismo de la negociación directa,* ***con el fin de asignar con prioridad, la contratación del suministro de las cantidades requeridas por los compradores para atender los usuarios que son parte de la Demanda Esencial. Lo anterior aplica a cualquier fuente de suministro, ya sea de gas natural de producción nacional o de gas natural obtenido en el exterior****, sin excepción alguna”.* (subrayado en negrilla fuera de texto).

* En el numeral 4. del artículo 2.2.2.2.24 del Decreto 1073 de 2015, se establece que:

“4. *La comercialización con destino a la demanda de gas natural eléctrica que permita inyectar energía adicional a la respaldada con Obligaciones de Energía Firme, utilizando gas de la Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) y de la Cantidad Importada Disponible para la Venta (CIDV), ofrecido por los productores productores-comercializadores e importadores,* ***una vez surtidos los mecanismos de comercialización establecidos en la regulación para atender la demanda esencial de gas natural,*** *durante los periodos de baja hidrología determinados por el Ministerio de Minas y Energía mediante circular, conforme a los criterios e información técnica emitidos por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) y al seguimiento y análisis de las variables energéticas y eléctricas desarrollado por el Centro Nacional de Despacho (CND) , buscando garantizar la confiabilidad y seguridad en la operación del Sistema Interconectado Nacional*”. (subrayado en negrilla fuera de texto)

Se observa en los textos transcritos que la obligación de la priorización a la atención de la Demanda Esencial está en cabeza de los vendedores y que siempre se debe aplicar para la negociación del suministro a ser ejecutado en un trimestre estándar de negociación para el que el Gestor del Mercado obtuvo un balance comercial deficitario, ya sea que lo obtuvo en el trimestre tstándar de negociación en que se negocia el suministro para un trimestre tstándar de ejecución posterior ejecución posterior, o el que haya obtenido en el trimestre tstándar de negociación anterior si la ejecución del suministro será el trimestre tstándar de negociación corriente.

La priorización de la Demanda Esencial se debe desarrollar para cualquier negociación, dadas las condiciones mencionadas de oferte deficitaria, sin excepción para la negociación de cualquier modalidad de tipo firme, que incluye el contrato de suministro de contingencia. Por otra parte, en la Demanda Esencial definida en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, la única demanda incluida para uso como materia prima, es la de refinerías.

Por último, la contratación de PTDV en Pruebas no se le aplica priorización de Demanda Esencial, puesto que las Fuentes de Suministro no cuentan con Respaldo Físico, y, por tanto, ni cuentan con PTDVF.

1. **Anexo 8. Priorización.** *Si bien, queda la posibilidad de contratar estas cantidades* [Pérdidas de distribución de gas en sistemas] *en mercado secundario, ante la oferta deficitaria, los precios serán considerablemente mayores a los del mercado primario. En ese sentido ¿Tiene previsto la CREG modificar las cantidades solicitadas para incorporar las pérdidas de los sistemas?*

**RESPUESTA:**

Las ecuaciones de cálculo para las cantidades a solicitar con priorización para la Demanda Esencial, se ha buscado no llegar a un valor exacto de la totalidad de las cantidades que serán posiblemente requeridas en el día de mayor consumo del año, o en los días que se acerquen a dicho consumo, puesto que para ello existe el Mercado secundario, por una parte, porque los días de consumo pico de los diferentes mercados relevantes de comercialización, no coinciden entre sí, lo que hace que cuando en un mercado se alcanza el pico, habrá otros mercados en los que la demanda es menor al pico por lo que se encontrarán con excedentes de contratación que se deben negociar en el Mercado secundario.

Por otra parte, los comercializadores cuentan con el manejo de variaciones de salida y desbalances en el SNT y en los propios sistemas de distribución, que les permitan manejar un ciclo semanal que reduce la necesidad de contratarse con base en los picos diarios de referencia para el período a contratar, así como con la posibilidad de contratar parqueo en el SNT. Aunque dichos manejos podrían tener un costo unitario por energía superior al costo del contrato de suministro, se prevé que dicho costo en todo caso es inferior al que se obtendría si se contratarse con base en picos de demanda, lo que apretaría a un precio promedio de venta superior en los contratos de suministro por períodos superiores a los períodos en que se tendría que contratar en el Mercado secundario los faltantes para esos picos, pero con una duración mucho menor. Es decir, se busca logar la negociación de un precio promedio más bajo para la contratación de períodos trimestrales con pagos mínimos de 80% o 95%, y compras en el Mercado secundario, posiblemente a precios más altos, pero cuya duración de ejecución es mucho menor al período completo trimestral. Con ellos se busca el traslado de un precio promedio ponderado inferior al que se obtendría de no utilizar las reglas de cálculo como están establecidas en el Anexo 8.

1. **Anexo 8. Priorización.** *El gas destinado para su propio consumo se refiere al uso del gas natural propio del productor o de las personas vinculadas económicamente a él, para satisfacer sus necesidades operativas asociadas a la actividad directa de producción de hidrocarburos. Es decir, el consumo interno propio de la operación de los campos de producción, pero no incluye aquel gas destinado para otras actividades que ejercen los productores, ajenas a la producción de hidrocarburos, como por ejemplo la refinación de petróleo. En ese sentido: ¿Debe el productor aplicar la priorización de que trata el Anexo 8 para todo el gas que explota, salvo lo destinado a la operación de sus propios campos? ¿Cuáles de las actividades que pueda realizar hacen “parte de su propio consumo”? Si un productor o alguna de sus empresas vinculadas realiza otras actividades ajenas a la producción de gas natural, ¿puede considerarse esta demanda de gas natural como “parte de su propio consumo”?*

**RESPUESTA:**

Sea lo primero recordar que la Resolución CREG 101 015 de 2025 tiene como objeto regular aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural y contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro de gas natural **utilizado efectivamente como combustible** que se realicen en el mercado primario y en el mercado secundario. De notar que acá ya se encuentra una primera limitación de la regulación, que surge de lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 11 de la Ley 401 de 1997, cuando señala:

**“*Parágrafo 2°.*** *Las competencias previstas en la Ley 142 de 1994 en lo relacionado con el servicio público domiciliario, comercial e industrial de gas combustible, sólo se predicarán en los casos en que el gas se utilice efectivamente como combustible y no como materia prima de procesos industriales petroquímicos*”.

Es decir, cuando el gas natural se utilice finalmente en procesos que no son de combustión, la comercialización de las cantidades de ese gas no está regulada por la Resolución CREG 101 015 d 2025. Esto no es una instrucción explícita que no puede cambiar ni el regulador, ni el Ministerio de Minas y Energía, pues proviene de la Ley 401 de 1997. Incluso se especifica su uso como materia prima de procesos industriales petroquímicos.

Por otra parte, el parágrafo del artículo 1 de la resolución en mención, añade que la regulación sobre los aspectos comerciales del gas con destino al procesamiento de gas natural, al consumo de los productores-comercializadores o a la exportación será la que sobre el particular se profiera o haya sido proferida por las autoridades competentes. Lo anterior en consecuencia de lo establecido en los artículos 8 y 26 del Decreto 2100 de 2011, que se encuentran compilados como artículos 2.2.2.2.20 y 2.2.2.2.37 del Decreto 1073 de 2015, respectivamente. En particular, el artículo 2.2.2.2.20 se encuentra establecido de la siguiente manera:

“*ARTÍCULO 2.2.2.2.20. Consumo de gas natural por productores. El productor o productor-comercializador declarará en los términos previstos en el artículo siguiente las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD,* ***de las que sea propietario y que sean destinadas para su propio consumo***”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

Se observa entonces que la especificación del consumo de gas natural por los productores no se encuentra limitado a su propio consumo en el campo de producción, sino que la mención del consumo se puede entender como consumo del productor del gas y no como consumo del campo de producción, con base en el mismo título del artículo. Entendemos que los formatos en Excel de las declaraciones de producción publicados por el Ministerio de Minas y Energía incluyen una fila llamada “GAS OPERACIÓN (DECLARADO POR EL OPERADOR DEL CAMPO)”, que sería la utilizada para reflejar el consumo del gas en el campo de producción, y que no hace parte del Potencial de Producción, es decir, que no está incluido para el cálculo final de la PTDV. Sin embargo, es de competencia del Ministerio de Minas y Energía resolver cualquier duda al respecto del alcance del artículo 2.2.2.2.20.

Por otra parte, en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, se encuentra la siguiente definición:

“*Demanda Esencial: Corresponde a i) la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, ii) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, iii) la demanda de GNCV, y iv)* ***la demanda de gas natural de las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del sistema interconectado nacional*”.** (subrayado en negrilla fuera de texto).

Se observa que el Ministerio de Minas y Energía incluye al sector de refinerías como parte de la Demanda Esencial, haciendo la salvedad de cuando el gas natural se utiliza para autogeneración que puede ser remplazada por energía del SIN. Se entiende que el consumo de gas para la autogeneración de energía eléctrica es para uso como combustible y no para procesos industriales petroquímicos. La consecuencia de ello es que la demanda de gas natural de las refinerías, indiferentemente de si el propietario de la refinería es o no también un productor de gas natural no puede incluir las necesidades de gas de autogeneración cuando la energía eléctrica pueda ser remplazada con energía del SIN, como sector de Demanda Esencial.

Ahora bien, el artículo 2.2.2.2.16 del Decreto 1073 de 2015, señala que:

“*Los Agentes que atiendan la Demanda Esencial tienen la obligación de contratar el suministro y el transporte de gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda, con Agentes que cuenten con Respaldo Físico. Las cantidades de gas declaradas en virtud del artículo 2.2.2.2.21[[7]](#footnote-8).(sic) de este Decreto y que se destinen para la atención de la demanda de gas natural para las refinerías tendrán el tratamiento de contratadas para los efectos de este artículo*”.

De lo anterior entendemos que, quien atienda el consumo de gas de una refinería, que no es destinado para autogeneración eléctrica cuando la energía que requiere la refinería pueda ser remplazada con energía del SIN, está obligado a contratar con Respaldo Físico el suministro del gas necesario para tal destinación, con la limitación mencionada. Por otra parte, se aclara que las cantidades de gas natural declaradas al Ministerio de Minas y Energía como consumo del productor (que forma parte de la declaración de la PC del numeral (ii) del artículo 2.2.2.2.21), que entendemos ocurre cuando el productor de gas es a la vez, el propietario de la refinería, se consideran como contratadas con agentes que cuentan con Respaldo Físico. Lo anterior es de especial relevancia en la aplicación el Anexo 8 de la Resolución CREG 186 de 2020.

Finalmente, el parágrafo 2 del artículo 2.2.2.2.16 establece que:

“*PARÁGRAFO. La CREG, siguiendo los lineamientos establecidos en el artículo 2.2.2.2.26. de este Decreto, definirá los mecanismos que permitan a los Agentes que atiendan a la Demanda Esencial tener acceso a los contratos de suministro y/o transporte de gas natural a que se refiere este artículo*”.

De lo anterior se concluye que el Ministerio de Minas y Energía le establece a la CREG la obligación de definir un mecanismo de acceso a la Demanda Esencial para obtener contratos con Respaldo Físico, es decir, contratos de tipo firme. Ese mecanismo necesariamente tiene que ser un mecanismo del Mercado Mayorista de Gas Natural, que es el que regula la CREG. Además, se concluye que el gas natural que se obtiene a través de ese mecanismo que establezca la CREG, en el caso de las refinerías como parte de la Demanda Esencial, es aquel que no se usa para autogeneración de energía eléctrica que puede ser remplazada por energía proveniente del SIN. Y finalmente, que el gas natural declarado por el productor al Ministerio de Minas y Energía como PC que tiene como destino el consumo en refinería, cuando el productor es el mismo propietario de la refinería, se considera gas contratado con Respaldo Físico.

Ahora bien, el productor-comercializador tiene dos roles en el Mercado Mayorista de Gas Natural. Como vendedor de gas en el Mercado primario y como comprador de gas en el Mercado secundario. Además, es claro que la compras que hace el productor-comercializador en el Mercado secundario son para amparar el cumplimiento de las obligaciones de venta de gas adquiridas por este en el Mercado primario, y no para su consumo propio. Si se trata de obtener el suministro de gas para consumo en refinerías, por ejemplo, en ese caso se configura un usuario no regulado, que puede obtener el suministro de gas en el Mercado primario o que puede adquirir gas mediante un contrato de prestación del servicio público domiciliario del Mercado Minorista.

Por otra parte, en el Anexo 8 de la Resolución CREG 102 015 de 2025 se establece el procedimiento a ser desarrollado por los vendedores y compradores del Mercado primario mediante el mecanismo de la negociación directa, con el fin de asignar con prioridad, la contratación del suministro de las cantidades requeridas por los compradores para atender los usuarios que son parte de la Demanda Esencial. Lo anterior aplica a cualquier fuente de suministro, ya sea de gas natural de producción nacional o de gas natural obtenido en el exterior, sin excepción alguna. En dicho Anexo 8 no se hace referencia a la manera en que el vendedor calcula las cantidades a ofertar, sino que se especifica la manera en que los compradores calculan y presentan a los vendedores las cantidades máximas totales de solicitud de compra para el período de consumo y la manera en que el vendedor prioriza las cantidades solicitadas por los compradores para atender la Demanda Esencial.

Con respecto a las cantidades que el vendedor debe ofrecer no hay una obligación especifica al respecto en la Resolución CREG 102 015 de 2025. Se entiende que las cantidades declaradas por los productores-comercializadores del Mercado primario al Gestor del Mercado como PTDVF, son las cantidades máximas que se podrán ofrecer en los procesos de negociación directa, para la contratación del suministro en modalidades de tipo firme. Es de aclarar que en el contexto de la Resolución CREG 102 015 de 2025 y por los efectos que ello trae, la declaración de la PTDVF es vinculante, es decir, las cantidades a ofrecer deben ser las mismas que se declararon como PTDVF. Con respecto a la PTDVF, la CREG no obliga a una cantidad mínima o máxima que el vendedor esté obligado a declarar, ni a parámetros para establecerla. La CREG dispone que las cantidades de PTDVF deben ser iguales o menores que las cantidades de PTDV declaradas al Ministerio de Minas y Energía, para el mismo campo de producción y el mismo período mensual respectivo. Como ya se mencionó antes, las reglas para la declaración de la PTDV son de competencia del Ministerio de Minas y Energía.

Con base en todo lo anterior, se concluye que la priorización que un productor-comercializador debe realizar en cumplimiento del Anexo 8 de la Resolución CREG 102m 015 de 2025, debe ser aplicada en cualquier negociación directa de contratos de suministro de modalidades de tipo firme. La cantidad por negociarse, como máximo, no puede ser superior a la cantidad declarada de PTDVF al Gestor del Mercado para el campo de producción. La manera en que el productor-comercializador calcula la cantidad de PTDVF del campo de producción que declara al Gestor del Mercado es libre, pero en ningún caso puede superar la cantidad de PTDV declarada al Ministerio de Minas y Energía para ese mismo campo de producción y ese mismo período de producción. La manera en que el productor-comercializador calcula la PTDV del campo de producción está determinada por el Ministerio de Minas y Energía y no es de competencia de la CREG.

Por otro lado, entendemos que en el Decreto 1073 de 2015 se establecen varias reglas que tienen que ver con el consumo de gas de los productores y con el consumo propio de los productores de gas natural. Destacamos las siguientes:

Artículo 2.2.2.1.4. Definiciones:

“*Producción Comprometida de un Productor- PC: Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor tiene comprometidas para la venta mediante contratos de suministro firmes o que garanticen firmeza, para cada campo o en un punto de entrada al SNT****. Incluye, además, el consumo de gas por productores establecido en el artículo 2.2.2.2.21[[8]](#footnote-9) de este Decreto****”.* (subrayado en negrilla fuera de texto).

Artículo 2.2.2.2.20 Consumo de gas natural por productores:

“*El productor o productor-comercializador declarará en los términos previstos en el artículo siguiente las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD,* ***de las que sea propietario y que sean destinadas para su propio consumo****.*

(…) (subrayado en negrilla fura de texto)

Artículo 2.2.2.2.21. Declaración de producción:

“*Declaración de producción. Los productores y los productores-comercializadores de gas natural declararán al MME o a quien este determine y con base en toda la información disponible al momento de calcularla: (i) la PTDV; (ii)* ***la PC debidamente discriminada conforme a lo indicado en los artículos 2.2.2.1.4. y 2.2.2.2.21.2 del presente Decreto****. Así mismo, el productor que sea el operador del campo declarará: (i) el PP de cada campo, y (ii) el porcentaje de participación de los productores y el Estado en la producción de hidrocarburos de dicho campo o de aquellos de explotación integrada*.

(…)

*PARÁGRAFO 1.* ***Toda la información declarada al Ministerio de Minas y Energía o a quien éste determine conforme a lo previsto en el presente Decreto, será analizada, ajustada, consolidada y publicada por la citada Entidad*** *mediante acto administrativo, dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha máxima de recibo de la misma y solo podrá ser modificada cuando las circunstancias así lo ameriten. El Ministerio de Minas y Energía o a quien corresponda, verificará que la PP sea equivalente a la suma de: (i) PTDV de cada productor de gas de dicho campo; (ii) la PC de cada productor de gas de dicho campo; y (iii) las cantidades de Gas Natural de Propiedad del Estado y Participaciones de la ANH. Cuando el PP difiera de dicha suma, el MME o a quien corresponda ajustará la diferencia en la PDTV de cada productor en proporción a su participación en la producción de hidrocarburos en dicho campo*”. (subrayado en negrilla fuera de texto)

A partir de lo anterior se observa que los aspectos que tienen que ver con la declaración de producción de gas que se presenta al Ministerio de Minas y Energía, se encuentran establecidos en el Decreto 1073 de 2015, por lo que es de competencia del Ministerio de Minas y Energía resolver cualquier duda al respecto.

Finalmente, es de aclarar que, a partir de lo establecido en el artículo 11 de la Ley 401 de 1997, en cuanto que “*Con el propósito de asegurar una prestación eficiente del servicio público de gas, <sic> combustible que se transporte por red física a todos los usuarios del territorio nacional*, *las actividades distintas a su exploración. explotación y su procesamiento, se regirán por las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994*”, se infiere que las actividades de exploración, explotación y procesamiento de gas combustible no se rigen por las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994, y, por tanto, no son sujeto de la regulación de la CREG. Es por ello que, la CREG no ha establecido disposiciones respecto del consumo de gas por los productores o respecto del uso que el productor le da al gas para atender sus propios consumos en actividades de exploración, explotación o procesamiento.

1. **Anexo 8, literal 3, Numeral B, Literal 1.***¿Cómo se atienden los pequeños comercios que al momento del cálculo estaban consumiendo otro combustible, pero durante el año de gas deciden volver a consumir gas natural? ¿Cómo tener en cuenta este volumen a contratar?*

**RESPUESTA:**

En el Anexo 8 de la Resolución CREG 102 015 de 2025 no se tiene en cuenta situaciones específicas que eventualmente puedan ocurrir en un período de consumo de gas, se volvería completamente subjetivo e ineficiente el cálculo que es lo que se quiere evitar. Así puede ocurrir que haya demanda que deje de consumir gas natural, o demanda que empieza a consumir gas natural, ambas situaciones se presentan continuamente.

Ver la respuesta a la pregunta 93 del presente ANEXO.

1. *¿Si un comercializador cuenta con contratos de transporte del mercado primario de una sola fuente, para la asignación de este gas este tiene prioridad con respecto a otros comercializadores que no cuenta con contratos de esta misma fuente ?. ¿Es una limitacion técnica o contractual ?*

**RESPUESTA:**

En el numeral i. del literal b. del numeral iii.) del Anexo 8 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, se establece la siguiente condición de priorización a los vendedores:

“*i. Asigna las cantidades ofertadas a las cantidades totales solicitadas por los compradores que no pueden acudir a otras Fuentes de Suministro* ***por limitaciones en la configuración del sistema de transporte del que recibe el gas****, en el mismo orden que aparece en la definición de Demanda Esencial en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015*”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

El texto se refiere a limitaciones de transporte por sistemas de tubería, pues de otro modo, no habría limitaciones de transporte. Lo que sirve como criterio, por tanto, es que el sistema de transporte por tubería está limitado de tal manera que, por su configuración, solo permite el flujo de gas al sitio de consumo desde una sola Fuente de Suministro (Punto de Entrega). Para esa misma Fuente de Suministro (Punto de Entrega) otros compradores podrían presentar solicitudes de compra por diversas razones, a pesar de que estos compradores podrían acudir a otras Fuentes de Suministro (Punto de Entrega). El criterio de priorización mencionado funciona en esos casos, cuando la Fuente de Suministro no puede atender todas las solicitudes de compra recibidas.

Se trata, por tanto, de una limitación técnica, es decir, por la configuración del sistema de transporte por tuberías y no se trata de una limitación contractual, pues ello no corresponde al concepto de “limitaciones en la configuración[[9]](#footnote-10)”. De otro modo, en el texto debía aparecer “limitaciones en la contratación”. Si los compradores que solicitan cantidades pueden acudir a otras Fuentes de Suministro, gracias a que existen sistemas de tuberías que las conectan con sus sitios de consumo, y dichos compradores no cuentan con capacidad contratada para esos tramos, ello no es razón para aplicarles a esos compradores el criterio señalado anteriormente.

1. **Anexo 8.** *El comercializador independiente que NO atiende directamente demanda esencial, ¿puede comprar cantidades en eventos de priorización representando comercializadores que SI la atienden?*

**RESPUESTA:**

Cuando un Participante del mercado compra cantidades de gas mediante contratos de suministro de gas, ya sea en el Mercado primario o bien en el Mercado secundario, para vender derechos de suministro a otros Participantes del mercado en el Mercado secundario, no está realizando una labor de intermediación ni de representación en los términos de la Resolución 102 015 de 2025, sino que está realizando una labor de Comercialización Mayorista.

Cuando en el Anexo 8 de la Resolución CREG 186 de 2020 y en el Anexo 8 de la Resolución CREG 102 015 de 2025 se especifica “(…) *el comprador que atiende directamente Demanda Esencial*” se está haciendo referencia al Comercializador que realiza la intermediación comercial de la compra, transporte y/o distribución de gas natural y su venta a usuarios finales. En el Anexo 8 la utilización de la “representación” hace referencia únicamente a aquellos Comercializadores que realizan tal intermediación comercial a los usuarios finales y que, ante el vendedor del mercado, representan a dichos usuarios finales.

Ver las respuestas a las consultas 2, 5, 6 de la Circular CREG No. 070 de 2024, y la respuesta a la pregunta 81 del presente ANEXO.

1. **Anexo 8.** *¿Un ejemplo de limitaciones en la configuración del sistema de transporte es el gas que tiene origen en un campo aislado?*

**RESPUESTA:**

El campo aislado se caracteriza por no tener conexión a sistemas de transporte del SNT a través de gasoductos. La referencia a la limitación mencionada como uno de los criterios de priorización en el numeral i. del literal b. del numeral iii.) del Anexo 8 de la Resolución CREG 102 015 de 2025, aplica al modo de transporte disponible para llevar el gas al sitio de la demanda, no en función de la manera en que se evacúa el gas en la Fuente de Suministro. se especifica en dicho texto “*por* ***limitaciones en la configuración*** *del sistema de transporte del que recibe el gas”.*

Puede ocurrir que un mercado relevante de comercialización tiene una conexión mediante un sistema de distribución por tubería a un campo aislado, y simultáneamente, dicho mercado tenga conexión con el SNT a otras Fuentes de Suministro. En el caso, por ejemplo, no aplica el criterio de priorización señalado anteriormente, puesto que el comprador puede acudir a otras Fuentes de Suministro diferentes al campo aislado, sin limitaciones en la configuración del sistema de transporte del que recibe el gas.

Ver respuesta a la pregunta 96 del presente ANEXO.

1. *​​***Anexo 8.** *¿Las variables DEc,a-1,n y DEc,a-2,n: corresponderán de igual forma a la información de los años 2024 y 2023 respectivamente?*

**RESPUESTA:**

En el Anexo 8 de la Resolución CREG 102 015 de 20125, se definen, entre otras, las siguientes variables:

“*DEc,a-1,n: Cantidad total de energía consumida por la Demanda Esencial atendida por el comprador c, entre el período transcurrido del* ***mes de enero del año anterior al año a de realización de la negociación al mes de diciembre de ese mismo año****, para cada numeral n establecido en la definición de Demanda Esencial del artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, en MBTU*”. (subrayado en negrilla fuera de texto).

“*DEc,a-2,n: Cantidad total de energía consumida por la Demanda Esencial atendida por el comprador c, entre el período transcurrido del* ***mes de enero del segundo año anterior al año a de la negociación al mes de diciembre de ese mismo año****, para cada numeral n establecido en la definición de Demanda Esencial del artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, en MBTU”.* (subrayado en negrilla fuera de texto).

Por lo anterior, si el Trimestre Estándar de negociación en que se realiza la negociación es del año 2025, el año a-1 será el año 2024, y el año a-2 será el año 2023. Lo anterior independientemente de si el Trimestre Estándar de ejecución que se negocia es del año 2025, o del año 2026, o de cualquier año posterior. Si el comprador, por ejemplo, pretende en el año 2025 comprar cantidades del año 2028, lo deberá hacer con la referencia de los años 2024 y 2023. Si en un Trimestre Estándar de negociación del año 2026, por ejemplo, este comprador realiza los cálculos de estas variables y obtiene un incremento del consumo de gas en el año 2025 con referencia al año 2024, dicho comprador podrá solicitar con priorización en dicho Trimestre Estándar de negociación del año 2026, las cantidades faltantes que se obtengan con el nuevo cálculo para la compras de ejecución en el año 2028, siempre y cuando para esos Trimestres Estándar de ejecución del año 2028, el Gestor del Mercado haya obtenido balances comerciales deficitarios en el Trimestre Estándar de negociación que corresponda del 2026.

1. **Anexo 8.** *¿Cómo puede acceder un usuario no REGULADO GNCV que no posee anexo 8 dado que sus ventas no aparecen en SUI a comprar en el mercado secundario?*

**RESPUESTA:**

Los usuarios no regulados no pueden comprar gas natural en el Mercado secundario. Se entiende que las compras las hace directamente en el Mercado primario o por parte del comercializador que lo atiende en el Mercado Minorista. Si el usuario no regulado compra el gas natural directamente en el Mercado primario, las ventas deben corresponder a las que reporta el vendedor del Mercado primario en el SUI para este usuario no regulado. Si es atendido como usuario final en el Mercado Minorista, el que solicita las cantidades con priorización del Anexo 8, es el comercializador que lo atiende.

1. **Anexo 9, literal B, Publicidad.** *¿Cómo se aplica el procedimiento de información en el caso de los excedentes que se generen en el mismo dia de gas y para el dia D+1 teniendo en cuenta los tiempos de publicación del Gestor del Mercado?*

**RESPUESTA:**

Se le dará traslado el Gestor del Mercado como administrador del BEC y por la función asignada en el numeral 4. del artículo 5 de la resolución CREG 102 015 de 2025.

1. **Preguntas generales.** *Si un Comercializador tiene contratada una capacidad de regasificación y realiza todo el proceso para obtener el gas regasificado en un punto del SNT, ¿No puede utilizar este gas para la atención de su demanda, sino que debe realizar un proceso de concurrencia para la asignación de este gas?*

**RESPUESTA:**

Ver respuesta a la pregunta 44 del presente ANEXO.

1. **Preguntas generales.** *Teniendo en cuenta la Ley 142 de 1994, en donde se obliga a las empresas a la prestación continua del servicio, ¿Cómo se garantizará el suministro para la atención de la demanda industrial regulada, que no es considerada demanda esencial, por lo tanto, no está incluida en la priorización? ¿Si un comercializador contrata gas natural importado para la atención de la demanda industrial regulada, estos costos finalmente afectan el total del cálculo de la tarifa final del usuario regulado?"*

**RESPUESTA:**

La inclusión de los tipos de demanda que se consideran que hacen parte de la Demanda Esencial, en los términos de la definición de Demanda Esencial incluida en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, es una decisión del Gobierno Nacional.

Por otra parte, para efectos de la determinación de si en un trimestre estándar de ejecución se presenta balance comercial superavitario o deficitario, se toma la totalidad de las cantidades solicitadas por los compradores en desarrollo de lo establecido en el numeral i. del literal c. del artículo 21 de la Resolución CREG 102 015 de 2025. Dichas cantidades incluyen las de cualquier tipo de demanda, sea que son parte de la Demanda Esencial o no.

Finalmente, en la Resolución CREG 137 de 2013 no se indica ninguna especificación o diferenciación para efectos del traslado de costos a la demanda regulada, con respecto a si las compras se realizaron para uno u otro tipo de los usos que le dan al gas natural los usuarios regulados del servicio (uso residencial uso comercial uso industrial, etc.).

1. **Preguntas generales***. Regular los SWAP de suministro dentro del propio esquema de comercialización como estrategia de optimización del transporte, considerando las necesidades del corto como del largo plazo. Además, se debe evaluar la posibilidad de implementar mecanismos de negociación centralizados y/o descentralizados garantizando que los SWAP estén disponibles para todo el mercado.*

**RESPUESTA:**

No existe alguna definición regulatoria de la CREG contemplada explícitamente para la expresión “Swap” en la contratación del suministro o de las capacidades de transporte, que permita conocer el alcance de la pregunta recibida. Para un participante del mercado, la misma expresión puede tener alcances diferentes a la que tienen los demás Participantes del mercado.

Se sugiere desarrollar con mayor precisión la propuesta, para poder ser analizada, teniendo en cuenta que en el parágrafo 6 del artículo 8 de la resolución CREG 102 015 de 2025 se establece que:

“***Parágrafo 6****. Los Participantes del mercado podrán solicitar a la CREG la inclusión de modalidades contractuales adicionales a las establecidas en la presente resolución para el Mercado primario, la CREG procederá a su análisis y, de encontrarlo necesario y pertinente, procederá a su aprobación mediante Resolución aparte, siguiendo los procedimientos pertinentes que se desarrollan para las regulaciones de iniciativa CREG. Estas nuevas modalidades de contratos deberán cumplir con los requisitos mínimos de que trata el Capítulo II del Título III de la presente resolución”.*

1. **Preguntas generales***. Permitir el traslado de los costos eficientes de regasificación a demanda regulada de tal forma que los comercializadores que atienden esta demanda puedan contratar los servicios de regasificación a mediano plazo y así habilitar el desarrollo de esa infraestructura.*

**RESPUESTA:**

En la Agenda Regulatoria Indicativa 2025 publicada mediante la Circular CREG No. 121 de 2024, se tiene contemplado avanzar en la siguiente actividad:

*“49. ACCESO A LA INFRAESTRUCTURA DE IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL. Definición de los servicios asociados a la infraestructura de importación, así como su comercialización, contratación y remuneración, tanto para proyectos del PAGN como para proyectos de iniciativa particular”.*

**Preguntas generales***.* ¿Los eventos eximentes en el suministro pueden trasladarse a los contratos de transporte? Así como hay circunstancias en transporte que son eventos eximentes en el suministro.

**RESPUESTA:**

En la Resolución CREG 102 015 de 2025 no se contemplan aspectos que correspondan a las condiciones o requisitos mínimos de los contratos de capacidad de transporte, que son materia alcanzada en la resolución CREG 185 de 2020.

1. HHNGSP: Henry Hub Natural Gas Spot Price [↑](#footnote-ref-2)
2. “*ARTÍCULO 2.2.2.2.22. Actualización de la declaración de producción. Todos los productores, los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado obligados a declarar conforme a lo previsto en el presente Decreto, deberán actualizar su declaración exponiendo y documentando las razones que la justifican,* ***por variación en la información disponible al momento de la declaración*** *y/o inmediatamente se surta un procedimiento de comercialización, conforme a lo previsto en este Decreto*”. (subrayado en negrilla fuera de texto) [↑](#footnote-ref-3)
3. “*ARTÍCULO 2.2.2.2.22. Actualización de la declaración de producción. Todos los productores, los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado obligados a declarar conforme a lo previsto en el presente Decreto, deberán actualizar su declaración exponiendo y documentando las razones que la justifican,* ***por variación en la información disponible al momento de la declaración*** *y/o inmediatamente se surta un procedimiento de comercialización, conforme a lo previsto en este Decreto*”. (subrayado en negrilla fuera de texto) [↑](#footnote-ref-4)
4. “*PARÁGRAFO. La CREG, siguiendo los lineamientos establecidos en el artículo 2.2.2.2.26. de este Decreto, definirá los mecanismos que permitan a los Agentes que atiendan a la Demanda Esencial tener acceso a los contratos de suministro y/o transporte de gas natural a que se refiere este artículo*”. [↑](#footnote-ref-5)
5. Ver respuestas a los comentarios realizados en el literal a del numeral 1 del numeral 2.2, al numeral 9 del numeral 2.3 y al numeral 18 del numeral 2.5.3, todos del documento soporte D-063 de 2013 de la Resolución CREG 089 de 2013. [↑](#footnote-ref-6)
6. Texto transcrito en el concepto CREG con radicado de salida S-2017-004252 [↑](#footnote-ref-7)
7. Entendemos que la referencia original en el Decreto 2100 de 2011, es al “*Artículo 8°. Consumo de gas natural por* productores” de ese Decreto, que corresponde al “*Artículo 2.2.2.2.20. Consumo de gas natural por productores*” del Decreto 1073 de 2015. [↑](#footnote-ref-8)
8. Entendemos que la referencia original en el Decreto 2100 de 2011, es al “*Artículo 8°. Consumo de gas natural por* productores” de ese Decreto, que corresponde al “*Artículo 2.2.2.2.20. Consumo de gas natural por productores*” del Decreto 1073 de 2015. [↑](#footnote-ref-9)
9. Se define en la RAE: “*f. Disposición de las partes que componen una cosa y le dan su forma y sus propiedades. La configuración de las calles de una ciudad*”. (tomado de https://dle.rae.es/configuraci%C3%B3n) [↑](#footnote-ref-10)