



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**PROCEDIMIENTOS DE COMERCIALIZACIÓN
DE GAS NATURAL**

-Resultados del Proceso de Consulta-

DOCUMENTO CREG-069
04 de Septiembre de 2008

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y
GAS**

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|--|----|
| 1. ANTECEDENTES..... | 4 |
| 2. COMENTARIOS A LA RESOLUCIÓN CREG 088 DE 2008..... | 4 |
| 3. RESPUESTA A LOS COMENTARIOS..... | 5 |
| 4. AJUSTES A LA RESOLUCIÓN CREG 088 DE 2008..... | 36 |
| 5. RESOLUCIÓN..... | 38 |



PROCEDIMIENTOS DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL -Resultados del Proceso de Consulta-

En este documento se presentan las respuestas de la CREG a los comentarios recibidos en relación con las propuestas regulatorias contenidas en la Resolución CREG 088 de 2008.

1. ANTECEDENTES

El pasado 14 de agosto la CREG aprobó para consulta la propuesta regulatoria (Resolución CREG 088 de 2008) por medio de la cual se reglamentan las disposiciones del Decreto 2687 de 2008, en lo relativo a los procedimientos de comercialización de gas natural.

El plazo para recibir los comentarios se venció el 29 de agosto, considerando que el Artículo 6 del Decreto del Ministerio de Minas y Energía le ordenó a la CREG reglamentar el procedimiento de comercialización a más tardar el 4 de septiembre de 2008.

En este documento se presentan los comentarios y preguntas recibidos durante el período de consulta. Al respecto, se presentan las respuestas de aquellos comentarios relacionados de manera exclusiva con las propuestas regulatorias contenidas en la Resolución CREG 088 de 2008.

Durante el proceso de consulta, la CREG contrató al Profesor Peter Cramton con el objeto de que comentara la propuesta de la Resolución CREG 088 de 2008 en lo relativo con el formato y el esquema de las subastas. El informe del Profesor Cramton se encuentra publicado en la página de internet de la CREG.

Anexo a este documento se incluye la resolución que contiene las disposiciones definitivas de los procedimientos de comercialización de gas natural.

2. COMENTARIOS A LA RESOLUCIÓN CREG 088 DE 2008

A continuación se presenta una relación de las personas que presentaron observaciones y sugerencias a la propuesta regulatoria que se hizo pública a través de la Resolución CREG 104 de 2007, dentro del plazo establecido para el efecto.

| No. | Remitente | Fecha | Radicado |
|------------|---------------------------|--------------|-----------------|
| 1. | Termocandelaria | 25-ago-08 | E-2008-007302 |
| 2. | Colinversiones | 28-ago-08 | E-2008-007744 |
| 3. | GECELCA S.A. ESP | 28-ago-08 | E-2008-007466 |
| 4. | Dinagas S.A. ESP | 28-ago-08 | E-2008-007426 |
| 5. | Chevron Petroleum Company | 29-ago-08 | E-2008-007520 |
| 6. | ANDI | 29-ago-08 | E-2008-007519 |
| 7. | Isagen | 29-ago-08 | E-2008-007515 |
| 8. | Pacific Rubiales Energy | 29-ago-08 | E-2008-007514 |
| 9. | TGI S.A. ESP | 29-ago-08 | E-2008-007513 |
| 10. | Gas Natural S.A. ESP | 29-ago-08 | E-2008-007493 |

| No. | Remitente | Fecha | Radicado |
|-----|---------------------------------------|-----------|---------------|
| 11. | Gases de Occidente S.A. ESP | 29-ago-08 | E-2008-007530 |
| 12. | Energía Eficiente S.A. ESP | 29-ago-08 | E-2008-007529 |
| 13. | Surtigas S.A. ESP | 29-ago-08 | E-2008-007528 |
| 14. | Mansarovar Energy Colombia Ltd | 29-ago-08 | E-2008-007526 |
| 15. | Ministerio de Minas y Energía | 29-ago-08 | E-2008-007477 |
| 16. | Empresas Públicas de Medellín ESP | 29-ago-08 | E-2008-007473 |
| 17. | Gas Natural de Centro S.A. ESP | 29-ago-08 | E-2008-007471 |
| 18. | ANDESCO | 29-ago-08 | E-2008-007585 |
| 19. | Asociación Colombiana del Petróleo | 29-ago-08 | E-2008-007698 |
| 20. | Alcanos de Colombia | 1-sep-08 | E-2008-007539 |
| 21. | Gases del Caribe S.A. ESP | 1-sep-08 | E-2008-007540 |
| 22. | Gases del Quindío S.A. ESP | 1-sep-08 | E-2008-007543 |
| 23. | Gas del Risaralda S.A. ESP | 1-sep-08 | E-2008-007544 |
| 24. | Ecopetrol | 1-sep-08 | E-2008-007545 |
| 25. | BP Exploration Company (Colombia) Ltd | 1-sep-08 | E-2008-007580 |
| 26. | Refinería de Cartagena S.A. | 2-sep-08 | E-2008-007628 |
| 27. | Promigas S.A. ESP | 2-sep-08 | E-2008-007625 |
| 28. | Gazel | 2-sep-08 | E-2008-007589 |
| 29. | Publiservicios S.A. ESP | 2-sep-08 | E-2008-007612 |
| 30. | Emgesa S.A. ESP | 5-sep-08 | E-2008-007791 |

3. RESPUESTA A LOS COMENTARIOS

Chevron

1. *“Observamos que para el gas proveniente de campos con precio libre los distribuidores que atienden usuarios residenciales y pequeños comerciales pueden acceder a gas en firme excediendo sus requerimientos para dichos usuarios, dado que tienen prioridad para adquirir el gas de cualquiera de los campos y se les permite la reventa del mismo. Esto tiene como consecuencia que tales distribuidores pueden acaparar el gas en firme, pudiendo revenderlo posteriormente a precios altos generando distorsión en el costo de oportunidad y rentas adicionales injustificadas. Sugerimos que se limite para estos usuarios la reventa del gas adquirido bajo las condiciones mencionadas.”*

Respuesta 1. La resolución definitiva modifica el enfoque para la atención del gas con destino a los sectores prioritarios. Para lograr este objetivo se permite la participación activa de los comercializadores que atienden la demanda prioritaria teniendo en cuenta que son ellos quienes asumen los riesgos de mercado y por lo tanto conocen la disponibilidad a pagar de sus usuarios. Así mismo, dado que la regulación permite que estos comercializadores trasladen a su mercado la totalidad del precio de adquisición del gas natural existen los incentivos suficientes para que el mercado prioritario pueda ser atendido a los precios que resulten de las subastas. Con este nuevo esquema no se requiere la metodología del Anexo 1.

A

2. *“La CREG y la ANH deberían establecer un cronograma específico y claro para la asignación en firme del gas de regalías.”*

Respuesta 2. De conformidad con el Decreto 2687 de 2008, el gas natural de propiedad del Estado será comercializado de conformidad con la regulación que para la venta de gas combustible establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Sin embargo, es la ANH la encargada de aplicar los procedimientos vigentes para comercializar el gas de regalías.

3. *“El criterio utilizado en los Artículos 4 numeral 4 y 7 numeral 3 para determinar procedimientos de Subasta y asignación, tiene como efecto un incremento ficticio de la demanda, porque permite que un mismo consumo de gas pueda presentarse simultáneamente a varios productores. Sugerimos que se diseñe un mecanismo que evite esta distorsión de la demanda por parte de los compradores.”*

Respuesta 3. Si bien un mismo comprador puede manifestar su interés por adquirir la misma cantidad de gas natural a dos o más productores que cuenten con Producción Disponible para Ofertar en Firme, lo anterior no implica que resulte adjudicado en todas las subastas en las que participe. Es decir, teniendo en cuenta que las subastas se realizarán el mismo día y de manera simultánea, el comprador tiene la posibilidad de conocer su posición en la asignación preliminar de cada producto, de tal forma que puede ajustar sus ofertas para comprar la cantidad de gas en aquel producto que represente las mejores condiciones. Está permitido ofrecer en diferentes productos y mover sus ofertas, pero sólo podrá disminuir cantidades nunca aumentarlas.

4. *“Artículo 8. Encontramos que este Artículo es impreciso debido a que de acuerdo con el Parágrafo del Artículo 3 de la Resolución 70 de 2006 para la modalidad contractual de Opción de Compra de Gas el precio de ejercicio para el gas natural producido en los campos con precio regulado puede superar los precios establecidos en la Resolución CREG 119 de 2005. Solicitamos que se aclare el Artículo 8.”*

Respuesta 4. El Artículo 3 de la Resolución CREG 070 de 2006 continúa vigente y por lo tanto el precio de ejercicio pactado en un contrato de Opción de Compra de Gas puede superar los precios máximos regulados. El Artículo 8 de la Resolución CREG 088 de 2008 ratifica que para los contratos “Pague lo Contratado” debe aplicarse la regulación vigente, que en este caso sería la Resolución CREG 119 de 2005.

5. *“Artículo 13. Solicitamos que se suprima la regulación sobre el subastador. La transparencia de la Subasta se asegura con unas reglas claras que cumplan los principios definidos por la regulación los cuales pueden ser objeto de vigilancia y control por la Superintendencia de Servicios Públicos. Adicionalmente, la figura de Subastador genera costos innecesarios.”*

Respuesta 5. El objetivo de tener un subastador independiente de los productores es promover la neutralidad y transparencia en los procesos de comercialización del gas natural disponible, además de facilitar la oferta simultánea de varios productores con varios productos. Un subastador independiente permite una mayor confidencialidad de las ofertas, lo cual contribuye a facilitar la participación de los

compradores y a la vez ayuda a prevenir el favoritismo redundando al final en una asignación apropiada del recurso. Por lo anterior, se ratifica el esquema del subastador independiente.

6. *“Artículo 15. Numeral 4. Solicitamos que se establezca un término dentro del cual el Agente en Colombia que participó en el proceso presente una oferta vinculante mediante la cual iguale las condiciones en la que fue adjudicado este gas a compradores externos. Sugerimos que este plazo sea de cinco (5) días hábiles.”*

Respuesta 6. Este plazo puede ser definido libremente por los vendedores en el Reglamento de la Subasta.

7. *“Artículo 18. Consideramos que una medida de una única subasta anual es inconveniente porque impide que el Productor ofrezca gas en firme cuando lo tenga disponible. Sugerimos que se requiera que el Productor ofrezca por lo menos una vez al año su Producción Disponible, pudiendo realizar subastas adicionales si existe esa disponibilidad.”*

Respuesta 7. Con la realización de todas las subastas de manera simultánea y en la misma fecha con frecuencia anual, se logra agregar toda la producción disponible para que el mercado pueda atender sus requerimientos de suministro. La realización de varias subastas durante el año permite fraccionar la oferta, lo cual genera mayor incertidumbre para los compradores.

8. *“Artículo 22. Sobre los Contratos de Suministro con Firmeza Condicionada, solicitamos que se defina claramente este tipo de contrato como un tercer tipo de contrato adicional al “Take or Pay” y la OCG. Igualmente y dado que el precio de ejercicio estará asociado al precio de bolsa, solicitamos que se aclare explícitamente que bajo esta modalidad el precio del gas natural puede superar el precio máximo regulado. Adicionalmente, solicitamos que se amplíe la definición de Contrato de Suministro con Firmeza Condicionada, en el sentido que se incluya el producto complementario para usuarios que requieran la firmeza cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez.”*

Respuesta 8. El Artículo 22 crea una nueva modalidad contractual para el suministro de gas natural. Ahora bien, los precios a los que se ofrece este contrato deben ajustarse al régimen de la Resolución CREG 119 de 2005 para los diferentes campos de producción. No obstante, no debe olvidarse que en todo caso los usuarios no regulados tienen el derecho o la opción de aceptar apartarse de dicha regulación.

9. *“Artículo 23. Solicitamos que se elimine este Artículo porque el mismo traslada a los Productores-Comercializadores una responsabilidad de los Distribuidores, sin tener en cuenta que se trata de negocios diferentes con riesgos diferentes.”*

Respuesta 9. El Artículo 23 busca la coherencia entre el servicio ofrecido y lo pactado contractualmente que es finalmente lo que recibe el comprador. Así, teniendo en cuenta que la regulación define el servicio de suministro en firme como aquel que garantiza mediante un contrato escrito, el suministro de un volumen máximo de gas natural sin interrupciones durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas

10. *“Artículo 26. Consideramos que la estandarización de contratos es una medida innecesaria, que tiene como base la presunción errada del abuso de posición dominante por parte de los Productores-Comercializadores. Existen otros mecanismos establecidos actualmente en la ley para evitar esta situación si se llegare a presentar. Por consiguiente solicitamos que se elimine. Estamos completamente seguros que un contrato único difícilmente se adapta para todos los tipos de compradores, lo cual lo hace también inconveniente para la demanda.”*

Respuesta 10. La propuesta de tener un contrato estándar para el suministro de gas en firme tiene como objeto promover la liquidez en el mercado, en complemento con las subastas que se realizarían en forma anual. Al realizar de manera simultánea las subastas del gas disponible, es de utilidad para el mercado que el producto sea comparable lo cual se logra con un contrato estándar. Cuando se subastan productos iguales, los compradores pueden comparar los diferentes precios y tomar las respectivas decisiones de participación y estrategias de oferta en cada proceso. Adicionalmente, al tener un solo producto (contrato) se incrementa la liquidez del mismo, lo cual redundará a favor de la eficiencia de las subastas.

Isagen

11. *“Al indicar las características de estas Solicitudes de Compra, estos Artículos definen textualmente: “...En caso de tratarse de un Comercializador puro, éste no podrá representar ni vender el gas natural adquirido a Comercializadores que atienden mercado regulado” disposición que consideramos puede interpretarse de dos (2) maneras.”*

Respuesta 11. La restricción implica que el mercado regulado debe ser atendido directamente por el distribuidor-comercializador. Así, un comercializador puro no podrá representar a un distribuidor-comercializador que atiende demanda regulada en la subasta y tampoco podrá un comercializador puro comprar gas natural para después venderlo a un distribuidor-comercializador que atiende mercado regulado. La regulación busca proteger a los usuarios regulados y en ese sentido se pretende que los comercializadores que atienden directamente este tipo de demanda acudan a los procedimientos de comercialización.

12. *“ISAGEN sugiere que se precisen los medios que deberán utilizar los Productores-Comercializadores para divulgar la Producción Disponible para Ofertar en Firme – PDOF, con el fin de que los agentes se enteren oportunamente para el envío de solicitudes de suministro.”*

Respuesta 12. La Producción Disponible para Ofertar en Firme será divulgada por el Ministerio de Minas y Energía mediante acto administrativo, de conformidad con lo establecido en el parágrafo del Artículo 9 del Decreto 2687 de 2008.

13. *Artículo 7. “Este procedimiento no especifica si en la adjudicación a prorrata que efectuaría el Productor-Comercializador, seguiría considerando condiciones de Suministro con Firmeza Condicionada, lo cual es un aspecto muy importante por aclarar.”*

Respuesta 13. La adjudicación a prorrata debe realizarse de conformidad con las condiciones en las que el productor ofreció las Cantidades Disponibles Restantes al mercado a través de la respectiva publicación (Numeral 1 del Artículo 7), y al precio que resulte de aplicar la Resolución CREG 119 de 2005. Los contratos de firmeza condicionada son una herramienta que se le otorga al productor para optimizar la asignación de las cantidades disponibles entre los demandantes, esto es, a partir de las solicitudes de compra recibidas el productor podrá encontrar compradores con demandas complementarias que estarían dispuestos a suscribir contratos de este tipo, sin embargo, si después de surtido este proceso de negociación bilateral no se logran adjudicar las cantidades ofrecidas, éstas deberán ser asignadas a prorrata en los términos en que fueron ofrecidos (TOP u OCG).

14. Reglamento de la Subasta. *“Si bien encontramos que todos los elementos descritos en el este Artículo son importantes, pensamos que es relevante incluir en ellos, los Términos del Contrato que un Agente suscribiría con el Productor-Comercializador, en dado caso que sea favorecido en la adjudicación de cantidades subastadas.”*

Respuesta 14. En efecto los términos del contrato deberían ser divulgados por el vendedor con anterioridad a la realización de la subasta, toda vez que se requieren para definir el producto. Lo anterior se logrará cuando se defina el contrato estándar.

15. Participación de los Compradores Externos en las Subastas. *“ISAGEN propone que los procesos competitivos le den prioridad a la atención de la demanda interna y que solo después de ser atendida ésta permita la venta a compradores externos. No es concebible un país en racionamiento de este energético mientras se esté exportando gas a mercados internacionales.”*

Respuesta 15. El Decreto 2687 de 2008 obliga a la CREG a diseñar un procedimiento de comercialización de gas natural con ciertas condiciones, entre las cuales se encuentra que el proceso para la determinación del precio debe considerar las diferentes variables que inciden en la formación del costo de oportunidad. En este sentido, la participación de la demanda externa permite que el precio que resulte de la subasta refleje la valoración de mercado con base en las posibilidades de utilización del energético tanto a nivel nacional como internacional. Las intenciones de compra de parte de la demanda externa se revelarán en la medida que exista la posibilidad de exportación o los costos asociados al transporte al sitio de consumo así lo permitan.

16. *“El Artículo 18 de la Resolución define que se realizarán subastas anuales en la primera semana del mes de mayo de cada año, pudiéndose presentar subastas simultáneas. Esta condición puede generar un riesgo de sobrecontratación especialmente para los Usuarios No Regulados, dado que al tener una baja prioridad de asignación de Producción Disponible para Ofertar en Firme, tendrían como estrategia la participación en diferentes subastas.”*

Respuesta 16. Las Subastas que se realizarán de manera simultánea con una frecuencia anual en la fecha establecida, serán abiertas y dinámicas (de varias rondas), lo cual le permite a los diferentes compradores conocer su posición en cada una de ellas en tiempo real y, de esta forma, tendrán todas las herramientas para ajustar sus estrategias de participación buscando optimizar la compra del gas natural que requieren para atender su demanda.

Pacific Rubiales Energy

17. “(...) *Vemos con suma preocupación que el Proyecto de Resolución presentado por la Comisión, de manera contraria a los lineamientos antes esbozados, ha introducido elementos que atentan contra los principios y derechos legalmente establecidos (...).*”

Respuesta 17. El proyecto de Resolución publicado por la CREG reglamenta las disposiciones de política contenidas en el Decreto 2687 de 2008. En particular, la resolución desarrolla los procedimientos de comercialización de la producción de gas disponible para ofertar en firme, atendiendo los lineamientos del Decreto, esto es: i) la formación de un precio que considere las diferentes variables que inciden en la formación del costo de oportunidad; ii) los mecanismos que aseguran prioritariamente el suministro en firme de gas con destino a los usuarios residenciales y pequeños comerciales inmersos en la red de distribución; y iii) la obligación de atender de manera prioritaria la demanda de gas natural para consumo interno, reconociendo en todo caso a los vendedores el costo de oportunidad del energético.

18. “*Concretamente nos referimos al procedimiento de subasta propuesto por la CREG, el cual, en nuestro sentir, limita la posibilidad de realizar procesos de asignación con garantías de neutralidad y transparencia. Sobre este procedimiento nos preocupa: a. Que se obligue a los productores a desarrollar las subastas excluyendo de las mismas los volúmenes solicitados por los distribuidores para atender usuarios regulados y b. Que se obligue a los productores a realizar subastas dirigidas exclusivamente a este tipo de usuarios.*”

Respuesta 18. La resolución definitiva modifica el enfoque para la atención del gas con destino a los sectores prioritarios. Para lograr este objetivo se permite la participación activa de los comercializadores que atienden la demanda prioritaria teniendo en cuenta que son ellos quienes asumen los riesgos de mercado y por lo tanto conocen la disponibilidad a pagar de sus usuarios. Así mismo, dado que la regulación permite que estos comercializadores trasladen a su mercado la totalidad del precio de adquisición del gas natural existen los incentivos suficientes para que el mercado prioritario pueda ser atendido a los precios que resulten de las subastas.

19. “(...) *el Proyecto de Resolución impone exigencias onerosas a los productores al exigir la presentación de garantías por los volúmenes ofrecidos, cuando dichos volúmenes están respaldados con las certificaciones de reservas y avales otorgados por entidades gubernamentales como el Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (...).*”

Respuesta 19. En efecto existen certificaciones de reservas que soportan las declaraciones de los productores, no obstante para el mercado es necesario que los procesos de subastas cuenten con los elementos suficientes para generar confianza entre oferta y demanda. Las garantías que se exigen buscan una simetría entre las partes, de tal forma que tanto vendedores como compradores tengan la garantía de que al final del proceso cada una de las partes tiene los incentivos suficientes para cumplir con sus obligaciones (suscripción de los contratos e inicio de las entregas en la fecha prometida).



20. "(...) Finalmente y en adición a lo antes descrito, encontramos altamente inconveniente la imposición de un modelo de contrato de suministro para uso de todos los productores comercializadores, lo cual podría interpretarse como una intromisión de la regulación en la libertad de contratación y en la política de respeto y libertad contractual que debe tenerse (...)"

Respuesta 20. Ver la Respuesta 10.

TGI S.A. ESP

21. "(...) Respetuosamente solicitamos a la Comisión que se incluya dentro de los sectores prioritarios de que trata el Artículo 14 del proyecto de resolución, el gas que requieren los transportadores para la operación de sus sistemas (...)"

Respuesta 21. Consideramos que la decisión de darle prioridad a ciertos usuarios es un aspecto de política que define el Ministerio de Minas y Energía. El proyecto de resolución en consulta reglamenta exclusivamente las disposiciones establecidas al respecto en el Decreto 2687 de 2008.

ANDI

22. "Para los pozos con precio máximo regulado, indicar explícitamente que el precio del gas bajo la modalidad de contratación "pague lo contratado", tiene como tope el precio máximo regulado."

Respuesta 22. La Resolución CREG 119 de 2005 que establece los Precios Máximos Regulados para el gas natural colocado en los Puntos de Entrada a los Sistemas de Transporte continúa vigente.

23. "Que para las solicitudes de prórroga quede igualmente explícito que el productor tiene la obligación de responderlas (...)"

Respuesta 23. El perfeccionamiento de las prórrogas y primeras opciones de compra y/o venta es un aspecto que regula directamente el Decreto 2687 de 2008, por lo tanto cualquier aclaración al respecto es una competencia del Ministerio de Minas y Energía.

24. "La resolución propuesta no da claridad en la forma en la que el comercializador distribuidor debe realizar la negociación con el usuario no regulado, en particular con el que se encuentra inmerso en su red de distribución."

Respuesta 24. El proyecto de resolución pretende reglamentar los procedimientos para la comercialización del gas natural que declaran como disponible los productores y productores-comercializadores.

25. "(...) el contrato de 2 MBTUD se puede reducir a 0,5 MBTUD para aumentar el número de participantes (...)"

Respuesta 25. En efecto, el objetivo de la CREG es promover la concurrencia en las subastas. El tamaño propuesto fue el resultado de analizar las diferentes subastas

que han sido realizadas por el mercado en los últimos años, el cual quedó contenido en el Documento CREG 065 de 2008. En ese sentido, la resolución establece que el tamaño del lote debe ser definido por el vendedor y en todo caso no podrá superar los 2 GBTUD. Además se establece que el diseño de la subasta debe promover la mayor participación posible.

26. *“Finalmente, nos parece inconveniente que el precio de inicio de la subasta para los pozos libres corresponde al precio máximo regulado. Dado que el mercado finalmente asignará el precio, el precio base podría iniciar en un 50% del precio máximo regulado.”*

Respuesta 26. Abrir la subasta en un precio bajo garantiza que exista un exceso de demanda necesario para el proceso de formación del precio. En la resolución definitiva se dejará al vendedor que pueda definir libremente el precio de inicio de la subasta.

Gas Natural

27. Falta de coordinación entre el suministro y el transporte. *“(...) contar con asignaciones de gas, sin tener asegurado el transporte requerido, incrementa el poder dominante de transportador y deja al comprador en condiciones de negociación sumamente precarias (...)”.*

Respuesta 27. El tema de transporte no está en el alcance de la resolución, pero será revisado en la propuesta de la nueva metodología tarifaria de transporte de tal forma que se logre la coordinación necesaria con la contratación de los servicios de suministro.

28. Limitación excesiva al mercado secundario. *“(...) El decreto, particularmente, busca evitar la adquisición de cantidades en exceso por parte de los agentes destinadas a generar rentas en el mercado secundario. Para ello limita completamente el acceso al secundario y, en consecuencia la reventa, para nuevas cantidades adquiridas a campos regulados (...)”.*

Respuesta 28. Como el Agente lo indica en su comentario, esta disposición proviene del Decreto 2687 de 2008.

29. Esquema discriminatorio regional. *“(...) Reglas diferenciales por campo implican discriminación especialmente cuando cada campo tiene mercados naturales. Además de discriminación regional para los usuarios del gas natural implica costos potencialmente ineficientes cuando los mercados deben recurrir a gas de campos que no son los que naturalmente alimentarían su sistema. (...)”*

Respuesta 29. Al respecto, el Decreto 2687 de 2008 propone una asignación administrativa para el gas disponible de los campos con precios regulados, lo cual supone el régimen regulatorio de precio en boca de pozo que se encuentra vigente.

30. Incentivo a no prorrogar contratos durante la etapa previa a la Actualización de la Declaración de Producción.

Respuesta 30. Ver Respuesta 23.

31. Discrecionalidad del Productor en la definición de las cantidades firmes e interrumpibles disponibles. *“(...) tanto el decreto como la resolución definitiva, deberían establecer la obligatoriedad para que el productor ofrezca la totalidad de las cantidades en firme siempre que sea técnicamente viable desde la producción, más aún, en campos cuyo gas no es transable a nivel internacional por los costos de transporte y transformación asociados a la exportación. (...)”*

Respuesta 31. El Decreto 2687 de 2008 permite que el productor declare las cantidades disponibles para ofrecer y es él quien puede clasificar el servicio bajo el cual se ofrecerán (firme o interrumpible) con base en sus consideraciones comerciales y percepción del riesgo. Así las cosas, teniendo en cuenta que la declaración de cantidades es competencia del Ministerio de Minas y Energía, en la resolución definitiva la CREG no puede crear la obligación que se sugiere.

32. Libertad de definición de modalidad contractual por parte del productor. *“(...) La regulación permite que el productor, discrecionalmente, defina el producto y, en consecuencia, la modalidad contractual que ofrecerá al mercado. Los incentivos evidentemente favorecen contratos con un ToP del 100%. Esta modalidad no se ajusta, necesariamente, a los requerimientos de la demanda ni a los perfiles de consumo de los diferentes tipos de cliente. (...) Para subsanar este problema deberían estudiarse esquemas con diferentes subastas por tipo de producto de forma tal que se ofrezca al mercado un portafolio de productos acordes con las necesidades del mercado. (...)”*

Respuesta 32. El regulador no tiene los elementos ni la información suficiente para diseñar productos para la venta de gas de campos y productores que tienen incertidumbres geológicas asociadas y valoraciones de riesgo particulares. Por lo anterior, el proyecto de resolución permite que sea el mismo productor que conociendo sus perfiles de producción y con base en sus políticas comerciales defina el producto que más se le ajuste. Ahora bien, la CREG propone que entre toda la industria trabajen en el desarrollo de un producto y un contrato con condiciones estándar que sea el que se subaste. Los beneficios de esta propuesta ya han sido mencionados en respuestas anteriores.

33. Participación de la demanda de exportación. *“(...) La propuesta de regulación no limita la participación en las subastas de la demanda de exportación en los casos en los cuales el factor R/P es inferior a 7 años. (...)”*

Respuesta 33. El criterio del factor R/P está contenido en el Decreto 3428 de 2003 y en el Decreto 2687 de 2008. La propuesta de regulación no modifica esta disposición y por lo tanto es un indicador que deben tener presente los productores al momento de realizar una subasta.

34. Demanda regulada residencial y comercial tomadora de precio. *“(...) se debe permitir que el agente confronte el precio final con la disponibilidad a pagar de los usuarios y esté en capacidad de desistir de tomar el gas cuando prevea que el gas pierde completamente su competitividad frente a los sustitutos. (...)”*



Respuesta 34. Ver Respuesta 18.

35. Concepto del costo de oportunidad. “(...) El precio de la subasta no está reflejando el costo de oportunidad del gas en la medida en que el mismo se despeja sobre una oferta parcial residual y no se consulta la disponibilidad a pagar de la demanda regulada residencial y comercial. (...)”

Respuesta 35. Ver Respuesta 18.

36. Vendedor participando en las subastas a título de comprador. “(...) La regulación debería prohibir que el vendedor participe del todo en la subasta y obligarlo a adquirir el gas a otros productores. (...)”

Respuesta 36. No parece óptimo prohibirle a un productor que requiere gas para consumo propio, acceder a una disponibilidad que el mismo produce. En este sentido la regulación debe permitir que así sea, sin embargo se deben establecer esquemas que protejan la independencia y la neutralidad y que este gas sea adquirido a precios de mercado.

37. Limitación a la asignación de demanda regulada al 25%. “(...) No se debería limitar las cantidades o en su defecto, se debe considerar la asignación a prorrata de las solicitudes de compra, teniendo en cuenta el tamaño de los mercados relevantes atendidos por los distintos comercializadores. (...)”

Respuesta 37. Ver Respuesta 18. Con el nuevo enfoque no se requiere la restricción de que trata este comentario.

38. Compensaciones contempladas en el artículo 23 del Proyecto de Resolución. “(...) Es imprescindible que la CREG involucre a todos los agentes de la cadena que pueden ser responsables de la falla, en todos los mercados, regulado y no regulado (...)”.

Respuesta 38. Los usuarios del mercado regulado no cuentan con las herramientas necesarias para gestionar los riesgos de suministro, por lo que las compensaciones buscan ser un incentivo para que el vendedor honre las obligaciones de suministro en firme que fueron pactadas en el respectivo contrato. Los usuarios no regulados por su parte tienen una demanda elástica que les permite tener una mejor posición para negociar los términos contractuales en lo relacionado con las compensaciones.

39. Indefinición de precios en contratos con firmeza condicionada.

Respuesta 39. Ver Respuesta 8.

40. Precio mínimo de las subastas. “(...) se solicita a la CREG definir de manera expresa a que campo en particular debe referirse este precio mínimo. (...)”

Respuesta 40. El precio de inicio al que se refiere el proyecto de resolución corresponde al precio máximo regulado para el gas producido en los campos de la Guajira de conformidad con la Resolución CREG 119 de 2005. No obstante, de conformidad con la resolución definitiva habrá libertad para definir este precio de inicio.

A

41. Tamaño de los bloques a subastar. “(..) Se solicita a la CREG sustentar, técnica y económicamente, la propuesta de subastar bloques con una cantidad máxima de 2 GBTU/día. (...)”

Respuesta 41. Ver Respuesta 25.

42. Contrato Estándar de suministro desarrollado por el CNO. “(...) los contratos estándar deberían ser puestos a consideración de la totalidad de los agentes, usuarios y terceros interesados (...)”.

Respuesta 42. Se propone que las condiciones estándar del suministro en firme de gas natural para ser utilizado en las subastas sea definido en el CNO-Gas, toda vez que allí se encuentran representantes de los diferentes actores de la industria del gas natural.

Energía Eficiente S.A. ESP

43. “(...) Cronograma de subastas: De acuerdo con lo presentado en el proyecto de resolución no es claro en qué fecha se subastarán las cantidades de gas de cada campo productor (...)”.

Respuesta 43. Ver Respuesta 16.

44. Participación de compradores externos. “(...) Sugerimos asignar primero los requerimientos de la demanda interna y permitir que los productores pacten bilateralmente las condiciones para la exportación de gas (...)”.

Respuesta 44. Ver la Sección 4.3 del Documento CREG 065 de 2008.

45. “(...) Solicitamos se aclare que los comercializadores puros si podrán atender los requerimientos de los distribuidores-comercializadores para la atención del mercado no regulado. (...)”

Respuesta 45. El proyecto de resolución no prohíbe que los comercializadores puros participen en las subastas con el fin de comprar gas en firme para atender usuarios no regulados. Ver Respuesta 11.

46. Contratos de firmeza condicionada. “(...) Se sugiere que la condición de activación se de en función del “precio de bolsa” estimado en el predespacho ideal. (...)”

Respuesta 46. La regulación define los aspectos generales que deben ser tenidos en cuenta por los agentes en sus negociaciones. Debe entenderse que el contrato de firmeza condicionada busca que el gas en firme pueda compartirse entre agentes con posibilidades de interrupción en función del despacho térmico y generadores eléctricos que requieran este combustible para honrar sus obligaciones de energía firme. Así, los respectivos contratos deberán reglamentar los aspectos operativos y prácticos que se requieren para que así sea.

Gases de Occidente S.A. ESP, Surtigas S.A. ESP, Gases del Caribe S.A. ESP, Gases del Quindío S.A. ESP, Gas del Risaralda S.A. ESP

47. Del trato discriminatorio. "(...) *Es preocupante ver como de la lectura del Decreto 2687 de 2008 y del Proyecto de Resolución 088 de 2008, se evidencia un trato desigual para mercados de similares condiciones, pero atendidos, por su ubicación geográfica, de fuentes diferentes al igual que para los productores de campos con precio libre y precio regulado. (...)*"

Respuesta 47. Estos comentarios se relacionan con las disposiciones del Decreto 2687 de 2008 y por lo tanto son competencia del Ministerio de Minas y Energía.

48. De la secuencia de los procesos de subasta. "(...) *No se infiere del contenido del Proyecto de Resolución, si la CREG establecerá una secuencia o cronograma específico de los Procesos de Subasta, o los agentes Productores-Comercializadores tendrán la flexibilidad para definir de manera autónoma la fecha en que se efectúe el procedimiento. (...)*"

Respuesta 48. El procedimiento de comercialización se inicia con la declaración que deben hacer los productores y productores-comercializadores al Ministerio de Minas y Energía (Artículos 9 y 10 del Decreto 2687 de 2008). En adelante, la Resolución define los plazos máximos para surtir las diferentes etapas y en caso de requerirse la realización de una subasta la resolución dispone una fecha para el efecto en la cual se agregarán y ofrecerán todos los productos declarados por los vendedores. En todo caso, en la resolución definitiva se hace más expreso el cronograma de todo el proceso con sus correspondientes plazos.

49. "(...) *Se realizarán todos los Procesos de Subasta simultáneamente? (...)*"

Respuesta 49. Si, se realizará una sola subasta donde se comercializarán de manera simultánea todos los productos ofrecidos por los vendedores.

50. "(...) *El Gas Natural proveniente de Campos con Precio Máximo Regulado se subastará primero que el Gas Natural proveniente de otros Campos? (...)*"

Respuesta 50. El gas natural de campos con precios máximos regulados se asignará conforme lo establece el Decreto 2687 de 2008. Si después de la asignación administrativa que dicta el decreto, quedarán cantidades remanentes sin adjudicar, estas se ofrecerán conforme el procedimiento del proyecto de resolución, que no puede ser una subasta toda vez que tiene precios regulados. En todo caso, se espera que esta asignación se surta con anterioridad a la realización de las subastas del gas de campos con precios libres.

51. "(...) *El Gas Natural proveniente de Campos Grandes se subastará primero que el Gas Natural proveniente de Campos Pequeños? (...)*"

Respuesta 51. Se realizará una subasta única anual en la cual se ofrecerán todos los productos declarados por los vendedores.

52. “(...) Los agentes Transportadores deberán esperar a que concluyan los Procesos de enajenación del Gas Natural, antes de comprometer su capacidad o antes de subastarla? (...)”

Respuesta 52. Ver Respuesta 27.

53. De la minimización de los costos de suministro y transporte de gas natural y libre concurrencia.

Respuesta 53. Este tema fue abordado en las Resoluciones CREG 075 y 078 de 2008.

54. De la participación de los compradores extranjeros en la subasta. “(...) La norma propuesta por la CREG resulta de una interpretación sin matices del concepto de “costo de oportunidad” (...)”.

Respuesta 54. La literatura económica indica que el costo de oportunidad es el valor de la segunda mejor opción. En este sentido el proceso de formación de precios a través de una subasta permite extraer información del mercado que revelará tanto para vendedores como compradores un precio de mercado que en últimas representa el costo de oportunidad de un bien. Los vendedores tomarán la decisión de comercializar el gas natural que producirán en un futuro, si la subasta resulta en un precio que al menos iguale las posibles opciones que el mercado nacional o internacional le representa. Por su parte, tratándose de un bien que tiene productos sustitutos, y teniendo en cuenta que será la demanda la que forme el precio en la subasta, su resultado sin duda será un precio que reflejará los precios de las otras alternativas que tienen los compradores, es decir, su costo de oportunidad.

55. “(...) Los Productores-Comercializadores podrían restringir artificialmente la “Producción Disponible para Ofertar en Firme”, reservando arbitrariamente cantidades importantes de Gas Natural destinadas a la Producción Disponible para Ofertar Interrumpible. Esta decisión haría que los Precios de las Subastas tendieran significativamente al alza. (...)”

Respuesta 55. Los lineamientos que deben seguir los Productores y Productores-Comercializadores para declarar las cantidades disponibles, provienen del Decreto 2687 de 2008 (Artículos 9 y 10). Adicionalmente, el mencionado decreto es explícito en su Artículo 6 cuando le indica a la CREG reglamentar los procedimientos para comercializar la producción en firme declarada por los productores.

56. “(...) El mismo Productor-Comercializador u otro Productor-Comercializador con quien tenga vinculación económica, podrían autodenominarse “Comprador Externo”, participar en la Subasta en calidad de tal y pujar de tal manera que los precios tiendan al alza. Es posible, que desde el principio, no tenga interés en exportar el Gas Natural que le sea asignado. (...)”

Respuesta 56. El esquema de la subasta y la manera como se forma el precio precisamente evita que se presente esa manipulación. Si el Comprador Externo que está participando solamente busca distorsionar la subasta, esto hará que se retire

toda la demanda cuando el precio supera la disponibilidad a pagar de todos los participantes y al final el vendedor no lograría comercializar la producción.

57. De la contratación de suministro con firmeza condicionada.

Respuesta 57. En relación con esta nueva modalidad contractual es necesario tener en cuenta que el objetivo es dinamizar su suscripción de tal forma que se optimice la utilización de la capacidad de producción de los campos de gas natural, obviamente previo a la existencia de un acuerdo entre las partes. Por su naturaleza, este suministro tiene implícito un riesgo que puede ser gestionado en algunos casos (sustitución o infraestructura complementaria). En este sentido, la resolución pretende facilitar que una disponibilidad de gas en firme pueda ser aprovechada por usuarios que tengan necesidades complementarias como son los generadores térmicos y las industrias (incluso el mercado regulado, siempre y cuando el comercializador adopte las medidas necesarias para no afectar la continuidad del servicio, como se estableció en la Resolución CREG 075 de 2008).

En el caso de los campos con precios regulados, las cantidades remanentes pueden ser adjudicadas a los compradores interesados bajo esta modalidad, lo cual requiere permitir la negociación bilateral de tal forma que el productor pueda encontrar estos usuarios con necesidades complementarias dispuestas a asumir los riesgos de suministro que esta modalidad implica. En este caso, la regulación de precios es la que dispone la Resolución CREG 119 de 2005.

Cuando se trata de campos con precios libres, se establece que a las subastas pueden presentarse dos o más compradores que tengan requerimientos de gas complementarios y que estén dispuestos a gestionar los riesgos respectivos, para pujar por cantidades de gas en firme que después pueden repartir a través de contratos de firmeza condicionada entre ellos.

58. De las importaciones de gas natural. *"(...) No es claro si la CREG estaría sometiendo cualquier importación de Gas Natural que realicen los Comercializadores no Productores, a los procesos de enajenación que está regulando en el Proyecto de Resolución. (...)"*

Respuesta 58. Los procedimientos de comercialización de que trata la resolución son aplicables a la producción disponible para ofertar en firme declarada por los Productores y Productores-Comercializadores, de conformidad con lo establecido en el Decreto 2687 de 2008.

59. De la participación de productores comercializadores como oferentes en las subastas de otros productores. *"(...) Teniendo en cuenta que los Productores-Comercializadores podrán descontar de la Producción Disponible para ofertar en firme las cantidades requeridas para su propio consumo, consideramos que la CREG debería prohibir de manera expresa su participación en procesos de subasta de terceros. (...)"*

Respuesta 59. Los productores pueden tener requerimientos de gas natural diferentes a los que les permite descontar el Decreto 2687 de 2008 (refinerías, gas para consumir en otros campos, etc). Para abordar estos casos sin que se afecte la

independencia de las subastas, se propone que el productor defina y publique las cantidades que requiere para consumo propio, excluyéndolas de la oferta disponible e indicando de qué productos las reduce.

60. De la enajenación de la producción disponible para ofertar en firme. “(...) *En la medida que los Productores-Comercializadores declaran su Producción Disponible para Ofertar en Firme para un período de diez (10) años, se supone que los procesos de enajenación de dicha producción cubrirían un período de tiempo igual. No obstante, sería conveniente que la CREG hiciera explícito que el Gas Natural a Subastarse cubre el mismo horizonte de tiempo, y solo permita un horizonte menor en caso de declinación o agotamiento. (...)*”

Respuesta 60. Si bien la declaración que deben hacer los productores y productores-comercializadores es por 10 años, la CREG entiende que cada productor puede tener su propia percepción del riesgo de suministro (por incertidumbres geológicas o comerciales) y en ese sentido, se le permite a cada uno definir su portafolio de productos que ofrecerá en la subasta indicando la cantidad y la duración respectiva.

Ministerio de Minas y Energía

61. Artículo 7. Comercialización de las cantidades disponibles restantes de los campos con precio máximo regulado.

Respuesta 61. El procedimiento propuesto en el artículo comentado pretende darle herramientas al vendedor para que adjudique las cantidades que tendría disponibles después de aplicar la asignación administrativa. Esto es, podría presentarse el escenario en que después de atender el orden que establece el Artículo 8 del Decreto 2687 de 2008 existan cantidades de gas disponibles para ofrecer y que entre los interesados se encuentren consumidores con demandas de gas complementarias.

En ese caso, la resolución busca que el vendedor pueda adjudicar el gas entre estos compradores que estén dispuestos a consumir el gas de manera complementaria en función del precio de bolsa de electricidad, a través de negociaciones bilaterales. Es importante aclarar que lo anterior no implica la exoneración del respaldo físico, ya que se trata de la misma cantidad de gas en firme que se le entrega a unos compradores cuando el precio de bolsa de electricidad sea inferior al precio de escasez (el definido en la Resolución CREG 071 de 2006) y es interrumpido para entregarlo a otros compradores cuando el precio de bolsa de electricidad supera el precio de escasez.

62. Artículo 22. Contratación de suministro con firmeza condicionada. “(...) *El Ministerio de Minas y Energía pone a consideración de la Comisión, la siguiente reflexión sobre las cantidades de gas en firme que deben ser tenidas en cuenta en la Declaración de Producción. (...) la Producción Comprometida definida en el Decreto 2687 está compuesta, entre otros, por las cantidades comprometidas mediante contratos de suministro de gas natural en firme, sin hacer ningún tipo de distinción entre tipos de firmeza. (...)*”

Respuesta 62. Se acepta la sugerencia del Ministerio de Minas y Energía y se elimina el párrafo del Artículo 22.

63. *“(...) para evitar un potencial aumento en la posición de dominio de los Productores-Comercializadores, o que se configure un posible abuso de la misma, se considera conveniente que la Comisión estudie más a fondo la posibilidad de establecer parámetros que deban emplearse en la definición del porcentaje de ToP a ofrecer, para que reflejen características de comportamiento de los diferentes sectores de consumo. (...)”*

Respuesta 63. Teniendo en cuenta que el gas disponible será asignado administrativamente, el porcentaje de ToP debe dar una señal a los compradores para solicitar las cantidades que efectivamente van a consumir. Por lo anterior, consideramos que el porcentaje de ToP debe ser determinado previamente por el vendedor, sin embargo lo anterior no indica que el vendedor no pueda establecer una diferenciación con base en las características de los diferentes sectores de consumo (en todo caso no podría existir discriminación entre compradores iguales).

64. Definición del producto a ofrecer en la Subasta – Cantidad mínima. *“(...) el Ministerio de Minas y Energía considera que la cantidad mínima de compra o el tamaño de los lotes debe ser tal que permita la participación de todos los agentes que atienden directamente usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales. (...)”*

Respuesta 64. Ver Respuesta 25.

65. Asignación de gas natural en firme a sectores prioritarios.

Respuesta 65. La resolución definitiva modifica el enfoque para la atención del gas con destino a los sectores prioritarios. Para lograr este objetivo se permite la participación activa de los comercializadores que atienden la demanda prioritaria teniendo en cuenta que son ellos quienes asumen los riesgos de mercado y por lo tanto conocen la disponibilidad a pagar de sus usuarios. Así mismo, dado que la regulación permite que estos comercializadores trasladen a su mercado la totalidad del precio de adquisición del gas natural existen los incentivos suficientes para que el mercado prioritario pueda ser atendido a los precios que resulten de las subastas.

Colinversiones

66. *“(...) Para un comprador es muy riesgoso firmar un contrato ToP si el comprador no tiene la flexibilidad en su uso que le da el mercado secundario (en Europa y EEUU las cláusulas de uso restringido del gas son ilegales). Si existe una prohibición de venta en el secundario y se exige un ToP el gas sobrante en algún momento tiene un costo de oportunidad cero para el comprador quién deberá quemarlo o devolvérselo al productor a cambio de un dinero (...)”*

Respuesta 66. Ver Respuesta 63.

67. *“(...) la CREG asignará productos relacionados en procesos separados lo cual ocasionará ineficiencias. Para que las subasta van a ocurrir en el mismo momento en el tiempo pero pueden ser separadas y organizadas por los productores. (...)”*

Respuesta 67. En la resolución definitiva se aclara que se realizarán subastas anuales únicas que asignarán diferentes productos sustitutos (gas en firme de diferentes duraciones) de manera simultánea.

68. *"(...) Pero una subasta requiere homogeneidad del producto. Como las penalizaciones por no entrega del producto no se han determinado, puede ser que se negocien bilateralmente (lo cual hace resta transparencia a la subasta porque la voluntad a pagar dependerá del valor negociado) (...)"*.

Respuesta 68. La resolución de un plazo para que la industria defina el contenido mínimo de los contratos de suministro de gas en firme. Teniendo en cuenta que lo anterior será la base de las subastas, deberán definirse entonces las penalizaciones por no entrega de tal forma que los productos sean comparables y solo sean diferenciados por el precio.

Promigas S.A. ESP

69. Comercialización del gas natural proveniente de campos con precio máximo regulado. *"(...) Actualmente no son conocidas las fechas de asignación del gas ni para este año no para los siguientes años. (...) sugerimos que la CREG defina las fechas de la asignación (...)"*.

Respuesta 69. La resolución aplica para la comercialización de la producción disponible para ofertar en firme de los campos con precios libres y para comercializar las cantidades restantes después de aplicar la asignación administrativa de que trata el Decreto 2687 de 2008. En ese sentido, los plazos para realizar dicha asignación administrada son competencia del Ministerio de Minas y Energía.

70. *"(...) Creemos que los Contratos de Firmeza Condicionada contribuyen parcialmente a solucionar el problema de "atrapamiento" comercial del gas en la demanda térmica, sin embargo, pueden existir otros eventos que también pueden afectar la firmeza de estos contratos, tales como generaciones de seguridad, por merito, etc (...)"*.

Respuesta 70. Ver Respuesta 46.

71. *"(...) Creemos que la determinación de una sola fecha para las subastas de los campos con precios libres pudiera generar que una misma solicitud se presente en varios campos (...) Se sugiere entonces, un cronograma de fechas no simultáneas, que le permita a la demanda contar con información suficiente para definir su participación en las subastas. (...)"*

Respuesta 71. Ver Respuestas 16 y 48.

72. *"(...) Es evidente que permitir que el Productor Comercializador pueda de manera unilateral definir, dentro de un proceso de subasta, la calidad del producto a entregar, implicaría necesariamente en los distribuidores y comercializadores del mercado regulado, que tengan que asumir inversiones, las cuales deberían ser reconocidas en la fórmula tarifaria. (...)"*

Respuesta 72. La calidad de gas natural está definida por la Resolución CREG 071 de 1999 (Reglamento Único de Transporte). En ese sentido, los productores deben considerar la regulación vigente para definir la calidad del producto a subastar.

73. *"(...) es necesario que se modifique el esquema de subasta propuesto, realizando dos subastas, una dirigida al mercado nacional en la cual el resultado del precio de adjudicación sea aplicable para los comercializadores del mercado regulado que obtengas en gas (en primera instancia) del gas de la Nación y otra, en la cual los excedentes del mercado nacional sean subastados al mercado externo, siempre y cuando se cumpla con el Factor R/P que se defina. (...)"*

Respuesta 73. Ver Respuestas 15, 18 y 54.

ANDESCO

74. *"(...) se propone que consistente con el horizonte de diez (10) años para las declaraciones de producción que plantea el Decreto 2687/08, se establezca al menos este mismo horizonte de contratación. (...)"*

Respuesta 74. Es necesario considerar las particularidades físicas de la actividad de producción de hidrocarburos en general. Por lo tanto, como ya se ha mencionado en otros documentos de la CREG, toda vez que los pronósticos de producción provienen de modelos probabilísticos que por su naturaleza involucran incertidumbre, no es factible que el regulador defina los horizontes de contratación que deben aplicar los productores. Por esta razón se permite que sean los productores quienes definan su programa de producción y tomen libremente sus decisiones comerciales con base en sus propias valoraciones de riesgos.

75. *"(...) sugerimos que al menos en el caso del Mercado Regulado, la CREG flexibilice el nivel de "Take or Pay" definiendo una holgura. Esta podría definirse como un porcentaje (por ejemplo: 80% o 85%) o basarse en el Factor de Carga del Comprador. (...)"*

Respuesta 75. Ver Respuesta 63.

76. *Asignación del gas con destino a la operación de los sistemas de transporte. "(...) se sugiere incluir estas cantidades junto con los sectores prioritario que establece el artículo 14 del proyecto de resolución. (...)"*

Respuesta 76. Ver Respuesta 21.

77. *Contratación de Suministro con Firmeza Condicionada. "(...) Bajo este tipo contractual, ¿se contratan dos demandas de igual magnitud o una sola demanda? (Planta térmica y su pareja). (...)"*

Respuesta 77. Ver Respuesta 46.

78. *"(...) Cuando el Precio de Bolsa sea inferior al Precio de Escasez, pero por razones de seguridad se requiera el despacho de la Planta Térmica, ¿no se obligará al Agente que actúa como pareja de la Planta Térmica a ceder el Gas natural requerido? (...)"*

Respuesta 78. Ver Respuesta 46.

79. "(...) *¿Cuál es el precio al que se pacta esta opción que no resulta firme para las dos partes involucradas? (...)*"

Respuesta 79. Ver Respuesta 8.

80. "(...) *¿Qué sucede si las cantidades de compra de contratos con Firmeza Condicionada, superan las Cantidades Disponibles Restantes? (...)*"

Respuesta 80. La resolución busca que el productor disponga de las herramientas para adjudicar el gas disponible entre los compradores interesados. Como un primer paso, si encuentra demandas complementarias que pueden contratar con firmeza condicionada, puede hacer una adjudicación a través de negociaciones bilaterales. No obstante, si bajo esta modalidad no atiende la totalidad de los compradores que manifestaron interés en el gas, deberá continuar con el procedimiento y hacer una adjudicación a prorrata.

81. Producción Disponible para Ofertar en Firme (PDOF) y el Costo de Oportunidad. "(...) *La norma propuesta resulta de una interpretación sin matices del concepto de "costo de oportunidad". (...)*"

Respuesta 81. Ver Respuesta 54.

82. Abastecimiento interno y la participación del "Comprador Externo". "(...) *podría replantearse la participación de los "Compradores Externos" en las Subastas de PDOF. Su participación se restringiría cuando la PDOF en un campo dado, resulte inferior a las Solicitudes de Compra en Firme, incluyendo en ésta las Solicitudes de los "Compradores Externos". (...)*"

Respuesta 82. Ver Respuesta 44.

83. Subastas de venta en Campos Libres. "(...) *El Artículo 18 de la Resolución define que se realizarán subastas anuales en la primera semana del mes de mayo de cada año, pudiéndose presentar subastas simultáneas. Esta condición puede generar un riesgo de sobrecontratación especialmente para los Usuarios No Regulados, dado que al tener una baja prioridad de asignación de PDOF, tendrían como estrategia la participación en diferentes subastas. (...)*"

Respuesta 83. Ver Respuesta 16.

84. Reporte de información por parte de los Distribuidores-Comercializadores. "(...) *La metodología propuesta en el Anexo 1 para la proyección de la demanda prioritaria de los Distribuidores-Comercializadores, no considera la diferencia de madurez entre los mercado (...)*".

Respuesta 84. Con el enfoque de la resolución definitiva para atender los sectores prioritarios se elimina la metodología de que trata este comentario.

85. Participación de los productores en la Subasta. *“(...) En el Artículo 16 se debe reglamentar que los Productores-Comercializadores sean tomadores de precio en la subasta en el caso en que con su precio de oferta sean asignados, tal como ocurre con el gas destinado a consumo residencial y de pequeños usuarios comerciales. (...)”*

Respuesta 85. En la resolución definitiva se establece que en los casos en que el productor es consumidor, éste deberá excluir las cantidades que requiere para consumo propio y publicarlas con anterioridad a la definición de los productos a subastar.

Gas Natural del Centro S.A. ESP

86. *“(...) Si se compra gas para el mercado no regulado en campos con precio regulado, puede este ser transado en el mercado secundario? (...)”*

Respuesta 86. El Artículo 8 del Decreto 2687 de 2008 prohíbe las transacciones en el mercado secundario del gas que fue adquirido de conformidad con los procedimiento que dicho artículo define.

87. *“(...) Si se compra gas para el mercado no regulado en campos con precio libre, puede este ser transado en el mercado secundario? (...)”*

Respuesta 87. No existe una prohibición para transar en el mercado secundario, el gas natural adquirido de conformidad con los procedimientos que define la CREG (para los campos con precios libres).

88. *“(...) Por qué en campos con precio libre se está restringiendo la comercialización hasta el año 2011? (...)”*

Respuesta 88. La restricción opera para la negociación de las prórrogas y primeras opciones de compra y/o venta de que trata el Artículo 10 del Decreto 2687 de 2008. Para la comercialización del gas natural de campos con precios libres bajo los procedimientos definidos en la regulación, los plazos son definidos por los productores con base en su disponibilidad.

89. *“(...) Teniendo en cuenta que ni el decreto ni la resolución hacen mención a las características de los contratos vigentes, y en relación con la asignación de producción para los campos con precio regulado y los campos con precio libre, ¿en qué orden de prioridad estarían los contratos interrumpibles vigentes, con los cuales se está atendiendo mercado regulado? (...)”*

Respuesta 89. El proyecto de resolución reglamenta el procedimiento para comercializar cantidades de gas natural en firme. Así mismo, las disposiciones aplican para el gas disponible y no afecta los contratos suscritos a la fecha de entrada en vigencia de la regulación.

90. *“(...) Puede un usuario no regulado con demanda superior a 100.000 PCD y con contrato con cláusulas especiales diferentes a las del contrato de condiciones uniformes, solicitarle al Distribuidor-Comercializador que le dé tratamiento de usuario regulado bajo el contrato de condiciones uniformes al vencimiento del primero? (...)”*

Respuesta 90. Si. Es importante anotar que la Resolución no trata específicamente el tema de los usuarios y su catalogación como regulados o no. Ese es un tema que se tratará en los proyectos tendientes a modificar la Resolución CREG 108 de 1997. No obstante lo anterior y, aclarando que el tema será tratado en su integralidad en la Resolución que para el efecto se ponga a discusión, podemos comentar que las situaciones contractuales entre prestadores y usuarios no regulados se tratan de conformidad con las estipulaciones pactadas. Es así, como una vez vencido el contrato, opinamos las partes se encuentran en libertad para cambiar el régimen de prestación, en atención a que la condición para constituirse como usuario no regulado supone, como primera medida, unas calidades objetivas de consumo y un consentimiento libre. Sin embargo, también es oportuno indicar que una vez vencido el contrato no se genera la obligación inmediata por parte del prestador para atenderlo como usuario regulado. Tal situación debe partir de una petición formal de atención la cual debe ser valorada y respondida conforme a la regulación y la ley por parte del prestador.

91. *"(...) El costo de oportunidad será calculado con base en el costo no regulado o con base en el costo de los demás combustibles sustitutos o alternos? (...)"*

Respuesta 91. Ver Respuesta 54.

Alcanos de Colombia S.A. ESP

92. *"(...) se debería establecer en la Resolución como obligación diaria máxima de consumo un 90% del Take (...)"*.

Respuesta 92. Ver Respuesta 63.

93. *"(...) Lo dispuesto en el numeral 3.1. del artículo 7, nos lleva a considerar que existen diferencias entre "cantidades disponibles restantes" y "Cantidades Remanentes", lo cual no se evidencia en las definiciones contenidas en el at. 1 del proyecto de Resolución. (...)"*

Respuesta 93. Las cantidades disponibles restantes están definidas en el Artículo 1 del proyecto de resolución. Las cantidades remanentes corresponden a al gas disponible después de la adjudicación de contratos de firmeza condicionada según lo establecido en el numeral 3.1. del Artículo 7 de la Resolución CREG 088 de 2008.

94. Inclusión de usuarios oficiales e industriales regulados en el numeral 2 del Art. 14.

Respuesta 94. La regulación propuesta está reglamentando lo ordenado por el Decreto 2687 de 2008. En lo que tiene que ver con la prioridad de suministro, el decreto indica que es aplicable en general para toda la demanda nacional y en forma particular para usuarios residenciales y comerciales.

95. La comercialización frente al panorama de transporte.

Respuesta 95. Ver Respuesta 27.

96. Respaldo de suministro unido a la capacidad efectiva de transporte de gas.

Respuesta 96. En efecto, el objetivo de la exigencia de respaldo físico para el suministro de gas pretende que el vendedor garantice las entregas del producto de acuerdo a lo pactado en el contrato. En ese sentido, si bien se están dando más alternativas para que el vendedor pueda honrar los contratos (diferentes a su propia producción), esto por supuesto implica que debe tomar las acciones necesarias para que las alternativas complementen realmente el respaldo físico.

97. *"(...) En el Artículo 18 se establece que las subastas se harán en forma anual, lo cual puede conllevar a que exista PDOF en periodos anteriores a los fijados para la realización de Subastas y compradores que requieran la misma, y que por falta de la citada subasta no puedan contar con este suministro (...)"*

Respuesta 97. La intención de tener subastas anuales es lograr agregar la mayor cantidad de oferta de gas posible de acuerdo con las declaraciones de los productores. Adicionalmente, tener una sola subasta favorece la eficiencia del proceso de formación de precios. Por lo anterior, los desbalances que se presenten tendrán que ser ajustados en el mercado secundario entre los mismos agentes.

98. *"(...) solicitamos que dentro del anexo 1 se incluya un nuevo numeral, en el cual se permita la inclusión de capacidades para atender **usuarios residenciales y pequeños comerciales de mercados nuevos.** (...)"*

Respuesta 98. Ver Respuesta 84.

99. Régimen especial para la comercialización de gas tendiente a la atención de GNV.

Respuesta 99. Ver Respuesta 94.

Termocandelaria

100. *"(...) solo se puede comprometer gas para la exportación cuando el Factor R/P de Referencia, definido en el Art. 1 del Decreto 2687 de julio 2 de 2008, sea mayor que 7 (parágrafo del Artículo 13 del citado Decreto). Consideramos de suma importancia la inclusión de este indicador explícitamente en la Resolución, con el fin de que no haya confusiones (...)"*

Respuesta 100. Ver Respuesta 33.

101. *"(...) sugerimos muy respetuosamente que la CREG establezca los elementos que deben contener los contratos, entre ellos las compensaciones por los perjuicios que se causen las partes por sus respectivos incumplimientos. (...)"*

Respuesta 101. Se ha propuesto que la misma industria sea la que desarrolle este tipo de elementos del contrato toda vez que son ellos quienes conocen sus riesgos. Ahora bien, se ha dispuesto de un plazo máximo para desarrollar dichos elementos, después del cual la CREG podría definirlos, en caso de que la industria no llegue a ningún consenso.



Gecelca S.A. ESP, Colinversiones S.A.

102. Procedimiento de comercialización de PDOF de gas para campos con precios libres. “(...) Consideramos que la participación de un comprador externos en el proceso de asignación de la demanda nacional podría tener un efecto distorsionador sobre las cantidades y los precios del procedimiento de comercialización de gas de estos campos. (...)”

Respuesta 102. Ver Respuestas 44 y 54.

103. Comercialización de las cantidades disponibles restantes de gas para campos con precio regulados. “(...) dentro del proceso establecido en la Resolución CREG 088 de 2008 Artículo 7 Numeral 1, se debe definir el plazo para que los productores comercializadores de gas natural publiquen las cantidades disponibles restantes (...)”.

Respuesta 103. Existe un incentivo natural de los productores a publicar las cantidades disponibles toda vez que de ello depende la comercialización de su producción en firme.

104. “(...) Del Artículo 22°, entendemos que los Contratos de Firmeza Condicionada serían mecanismos para que el vendedor ofrezca y entregue gas natural sujeto a la condición del precio de bolsa del mercado de energía mayorista respecto al precio de escasez, sin embargo, solo se establece la condición de interrumpibilidad cuando el precio de bolsa de electricidad que calcula XM supera el precio de escasez. (...)”

Respuesta 104. Ver Respuestas 8 y 46.

105. “(...) ¿Existiría la obligación para la demanda de aceptar este Contrato, así sea que esté interesado en otra modalidad de contrato distinto a los de Firmeza Condicionada? ¿Se podría proponer otra modalidad diferentes a la Firmeza Condicionada para la participación en la asignación a prorrata? (...)”

Respuesta 105. La producción disponible para ofertar en firme de gas de campos con precios regulados será comercializada (aplicando el orden que determina el Decreto 2687 de 2008 en su Artículo 8) con contratos “Pague lo Contratado” o “Take or Pay” de conformidad con el Artículo 6 de la resolución definitiva. En ese sentido, la asignación a prorrata será a través del mismo esquema contractual. Los contratos de firmeza condicionada pueden ser negociados bilateralmente si con ellos se logra adjudicar parcial o totalmente las cantidades disponibles restantes.

106. “(...) Se debería aclarar, en el mecanismo de suscripción de nuevos contratos establecido en el decreto y el proyecto de resolución: a) ¿Dónde se encuentra establecido en la regulación, la viabilidad de que se puede comercializar gas de campos regulados por encima del precio máximo regulado bajo la modalidad Take or Pay? Y b) ¿Si en una OCG la suma entre la prima y el precio de ejercicio no podrá superar el precio máximo regulado? (...)”

Respuesta 106. En cuanto a la regulación de precios ver Respuesta 8. En relación con los precios de las Opciones de Compra de Gas, aplica lo establecido en el Artículo 3 de la Resolución CREG 070 de 2006.

Empresas Públicas de Medellín ESP

107. “(...) *La inconsistencia regulatoria planteada en el Proyecto de Resolución, con el tratamiento dado a los usuarios industriales regulados, los cuales no se encuentran priorizados en la asignación de los campos con precios libres (...)*”.

Respuesta 107. Ver Respuesta 17.

108. “(...) *consideramos indispensable que se defina dentro de este artículo qué se entiende por Comercializador Puro, para efectos de la aplicación de la resolución en proyecto. (...)*”

Respuesta 108. La regulación en consulta aplica para todas las personas que intervengan en la realización de transacciones comerciales de compraventa de gas natural, sean bilaterales o por medio de subastas. La actividad de comercialización ha sido definida de manera concreta en la regulación (ver Resolución CREG 011 de 2003).

109. “(...) *EPM considera que por transparencia y para conocimiento del mercado, se debe exigir la publicación de: proponentes, cantidades demandadas, segmento de destinación de cada una de las solicitudes de compra remitidas al Productor-Comercializador, y el balance total de oferta y demanda. (...)*”

Respuesta 109. La información que requiere el mercado es el resultado del balance entre oferta y demanda que determina el exceso de demanda con el que potencialmente se iniciaría la subasta.

110. “(...) *consideramos necesario que la CREG reglamente el uso de este tipo de contratos, exigiendo a los Productores-Comercializadores que dentro de su oferta OCG fijen como mínimo el bien subyacente en función del cual se ejercerá la Opción de Compra de Gas y que el precio de la prima este ligado al riesgo que representa ejercer la opción por parte del comprador a un precio de ejercicio determinado. (...)*”

Respuesta 110. Al respecto ver el Documento CREG 040 del 12 de junio de 2006 en el cual quedó contenida la justificación y el funcionamiento de los contratos “Opción de Compra de Gas” reglamentados en la Resolución CREG 070 de 2006.

111. “(...) *Dado que la comercialización del gas proveniente de campos con precio regulado la ejecuta el Productor-Comercializador y que la actividad de comercialización desde la producción está sujeta a las reglas definidas por la Comisión, consideramos que la definición de los plazos para la asignación del gas proveniente de campos con precio regulado deberían ser fijados por la CREG y no por el MME. (...)*”

Respuesta 111. Ver Respuesta 69.

112. “(...) *En relación con la liberación de los precios que permite la CREG en el Proyecto de Resolución, para la comercialización de las cantidades restantes*

provenientes de campos con precios regulados, consideramos que tal disposición no es posible a la luz de lo estipulado en Decreto 2687 de 2008. (...)

Respuesta 112. Ver Respuesta 22.

113. *"(...) proponemos que en un plazo razonable, los Productores-Comercializadores sometan a la Comisión la propuesta de una minuta de contrato de suministro en firme para su aprobación (...)"*

Respuesta 113. La resolución definitiva considera esta propuesta.

114. *"(...) En relación con las cantidades de gas que requieren los Productores para destinarlas a sus procesos industriales y personas vinculadas económicamente a ellos, consideramos que la CREG además de exigir que este consumo sea subastado por un tercero independiente, debe reglamentar que los Productores-Comercializadores sean tomadores de precio en la subasta (...)"*.

Respuesta 114. Ver Respuestas 18 y 59.

115. *"(...) Con base en la exigencia planteada en el este artículo en el sentido de que el respaldo físico que deberán otorgar los Productores-Comercializadores podrá complementarse con otras alternativas como: respaldo de otros campos, importaciones, almacenamiento y otras alternativas tecnológicas, consideramos que la CREG debe reglamentar y determinar cómo se verificará este respaldo complementario (...)"*.

Respuesta 115. Ver Anexo 1 (Sección Respaldo Físico) del Documento CREG 065 del 14 de agosto de 2008.

Ecopetrol

116. *"(...) Respecto a la definición "Reglamento de la Subasta", sugerimos precisarla para que sea explícito que está diseñada y aplica también para los comercializadores puros de gas natural. (...)"*

Respuesta 116. Ver Respuesta 108.

117. *"(...) En el concepto "Subasta Ascendente", sugerimos precisar el literal ii) así: "ii) cuando todos los participantes manifiesten o evidencien no estar dispuestos a modificar su última oferta". (...)"*

Respuesta 117. En la resolución definitiva se modifica la definición de Subasta Ascendente toda vez que se acogió la recomendación del profesor Peter Cramton en el sentido de que la regla de formación de precios de todas las subastas serán uniformes.

118. *"(...) Respecto del concepto "Subastador", creemos que la obligación de que sea un tercero agrega costos innecesarios de transacción a la subasta. (...) De mantenerse la figura del "subastador", sugerimos que su costo sea asumido por los agentes que participan en la compra del gas (...)"*

Respuesta 118. Teniendo en cuenta que se realizará una sola subasta en la cual se ofrecerá el gas en firme (la disponibilidad con base en las curvas de oferta que cada productor puede declarar de acuerdo a sus propias percepciones de riesgo y costos de oportunidad), resulta adecuado tener un subastador único que ejecute la subasta para la venta simultánea de todos los productos. El subastador garantizará de manera directa la confidencialidad e independencia del proceso lo cual redundará en la concurrencia y liquidez de la subasta, que al final fortalecerá la eficiencia en la formación del precio.

En cuanto a los costos de transacción, no se encuentra la justificación del argumento de que se presente un incremento de los mismos cuando se realiza la venta de gas a través de subastas. Precisamente, estos mecanismos tienen la ventaja de reducir los costos de transacción en la medida que: i) se ofrecen pocos productos o incluso un único producto; ii) se facilita la participación de todos los interesados; iii) se promueven los comportamientos competitivos por parte de la demanda en la medida que ofrecer la valoración real que cada comprador tiene del bien, es una estrategia dominante.

119. *“(...) Sugerimos dar mayor flexibilidad para el manejo de las fechas y plazos establecidos para la aplicación del procedimiento de comercialización, de tal forma que cada Productor-Comercializador estructure su proceso de Comercialización, acatando, en todo caso, los principios señalados por la CREG. (...)”*

Respuesta 119. Ver Respuesta 7.

120. *“(...) Sugerimos respetar lo dispuesto en el mencionado decreto, en el sentido de que se tenga libertad para decidir comercialmente que cantidades contrata en firme e interrumpible, así como los plazos de los contratos que suscriba. (...)”*

Respuesta 120. El proyecto de resolución no define las cantidades ni las duraciones de los contratos de suministro. Tampoco pretende la propuesta regulatoria, obligar a los productores a contratar el suministro en firme de gas a largo plazo desde su declaración (ver Documento CREG 089 de 2007, soporte de la Resolución CREG 104 de 2007, donde la CREG justifica su propuesta de permitirle al productor la flexibilidad en la definición de las cantidades a contratar en firme, toda vez que existen incertidumbres en la proyección de la capacidad de producción). Se obliga a que los vendedores definan claramente todas las dimensiones del producto (cantidad, duración, fecha de entrega, punto de entrega, indexación, etc.) de tal forma que la única variable que determine su valoración sea el precio. Lo anterior se aclara en la resolución definitiva para evitar interpretaciones desafortunadas.

121. *“(...) El procedimiento de comercialización sugerido, no respeta los lineamientos del decreto de reconocer a los productores los costos de oportunidad del gas en las situaciones en donde haya asignación administrativa. (...)”*

Respuesta 121. La asignación administrativa es necesaria en la medida que existen campos con precios regulados y por lo tanto su producción no puede ser subastada. En estos casos se aplica lo establecido en el Decreto 2687 de 2008.

122. “(...) se solicita permitir al Productor-Comercializador que requiere cantidades de la PDOF, descontar del gas disponible para Ofertar en Firme las cantidades de gas requerido para sus procesos productivos (...)”.

Respuesta 122. Ver Respuestas 36 y 59.

123. “(...) Solicitamos aclarar qué pasa en el caso en que las solicitudes de compra agoten la PDOF solo para una parte del tiempo, por ejemplo para 2 años y, qué pasaría con los demás años; ¿se debe salir a subasta por los 10 años o solo para los períodos de tiempo en que el PDOF es superado por las ofertas? (...)”

Respuesta 123. El vendedor tiene la libertad de definir las cantidades y duraciones de los diferentes productos que ofrecerá en la subasta. En el ejemplo que se presenta, la conclusión es que se requiere realizar una subasta dado que la demanda supera la oferta (para aquellos años en que esto sucede). Ahora bien, las cantidades de los años donde no se presentó escasez, podrán ser comercializadas con el procedimiento que seleccione el vendedor.

124. “(...) Sugerimos que bajo una sola reglamentación se clarifique todo el procedimiento de comercialización, y así evitar que el mismo quede dividido entre dos instancias (CREG y MME). (...)”

Respuesta 124. La asignación administrativa es una competencia del Ministerio de Minas y Energía de conformidad con lo que establece la Ley 142 de 1994. Por su parte, cuando se trata de mecanismos de mercado para la comercialización de gas, se mantiene la competencia de la CREG.

125. “(...) se solicita aclarar a qué se refiere el párrafo final que establece que “el diseño del producto deberá privilegiar la continuidad de las obligaciones en el tiempo, procurando establecer obligaciones en bloques horizontales de cantidades de gas natural en firme” (...)”.

Respuesta 125. Debe entenderse que el diseño de los productos debe hacerse en bloques horizontales, es decir, si el productor tiene para la venta un gas en firme por 3 años, la cantidad disponible se partirá en productos de 3 años de duración y no podrá partirse en 3 productos de duración igual a un año.

126. “(...) Se solicita aclarar qué se entiende por segmentación injustificada. (...)”

Respuesta 126. Debe entenderse que la subasta garantizará la neutralidad, en coherencia con los principios del Artículo 10.

127. “(...) No se justifica la exigencia de garantías para el Productor-Comercializador a favor de los participantes de la subasta. (...)”

Respuesta 127. Ver Respuesta 19.

128. “(...) No compartimos la necesidad ni conveniencia relacionada con la estandarización del contrato de suministro en firme, en razón a que cada productor-

comercializador tiene riesgos distintos y percepciones diferentes sobre los riesgos para cada una de las Partes. (...)

Respuesta 128. Ver Respuesta 10.

129. *"(...) Solicitamos la eliminación del artículo 23 relativo a compensaciones con la resolución 100, por cuanto es en esa resolución en la que se regula el tema para toda la cadena de suministro. (...)"*

Respuesta 129. Ver Respuesta 38.

BP

130. *"(...) Modificar la propuesta de resolución de manera que, interpretando de manera amplia el espíritu del decreto 2687 del MME, no imponga a los PC obligaciones de contratación de largo plazo en firme, con excesiva anticipación. (...)"*

Respuesta 130. Ver Respuesta 120.

131. *"(...) Adoptar algo más sencillo y menos discriminatorio que lo propuesto, dado que la asignación de gas firme a sectores prioritarios se plantea bajo un esquema complejo y desequilibrado. (...)"*

Respuesta 131. Ver Respuestas 18 y 65.

132. *"(...) Permitir que cada PC elija libremente la fecha en que efectúa la subasta, de acuerdo con su disponibilidad de gas para contratación en firme y con el diseño propio de sus esquemas comerciales. (...)"*

Respuesta 132. Ver Respuesta 7.

133. *"(...) Eliminar la exigencia del contrato estándar. Aunque el contrato estándar es una práctica común en algunos países y podría ser adoptada, tiene muy poca probabilidad de éxito diseñar dicho contrato en el CNO de gas por la diversidad de participantes y de intereses particulares que allí existen. (...)"*

Respuesta 133. Ver Respuestas 10 y 42.

134. *"(...) Incluir en la resolución la obligación de reporte de información por parte de los transportadores, con respecto a: capacidad de transporte instalada y proyectada y capacidad contratada en firme año a año. (...)"*

Respuesta 134. Esta información debe ser publicada por los transportadores en los boletines electrónicos de operación, los cuales son de libre acceso para todos los Agentes.

135. *"(...) Definir con claridad el procedimiento de comercialización de gas de campos no conectados al SNT, algunos de los cuales atienden la demanda residencial de las zonas en donde están ubicados y que sometidos a estos procedimientos pueden experimentar alzas considerables en sus precios. (...)"*

Respuesta 135. Los procedimientos de comercialización aplican para todos los productores y productores comercializadores que declaren producción de gas natural disponible para ofertar en firme, de conformidad con lo establecido en el Decreto 2687 de 2008.

136. “(...) *Para equilibrar compromisos y responsabilidades, el Art. 20 debería incluir la obligación del comprador de disponer del transporte en firme a partir de la fecha pactada para inicio de entregas de gas a la luz del contrato que se suscriba. (...)*”

Respuesta 136. Este tipo de obligaciones se derivan de los respectivos contratos, en función del punto y la fecha para inicio de las entregas.

137. “(...) *Eliminar el Artículo 23, referente a compensaciones. Dado que la resolución CREG 100 de 2003 está vigente, su aplicación es obligatoria para los casos en que está concebida y no es necesario reiterarla. (...)*”

Respuesta 137. Ver Respuesta 38.

Asociación Colombiana del Petróleo

138. “(...) *Proponemos que todos los agentes, sin excepción, participen en las subastas como formadores de precios. (...)*”

Respuesta 138. Ver Respuestas 18 y 65.

139. “(...) *Proponemos reglamentar unos principios generales a ser aplicados en la subastas de gas, que no restrinjan la libre disposición de la reservas y sin perjuicio de especificar claramente el producto, como lo desea la CREG. (...)*”

Respuesta 139. Ver Capítulo III del proyecto de resolución.

140. “(...) *Recomendamos que las fechas de las subastas las fijen los P-C, sin perjuicio de informar a la CREG. (...)*”

Respuesta 140. Ver Respuesta 7.

141. “(...) *Recomendamos que las subastas se ejecuten directamente por el P-C. (...)*”

Respuesta 141. Ver Respuesta 118.

Refinería de Cartagena S.A.

142. “(...) *Dada la importancia de poder cumplir con la regulación ambiental vigente como elemento fundamental para poder asegurar el suministro de combustibles al país, solicitamos una vez más sean incluidas las cantidades necesarias en la refinería de Cartagena como producciones comprometidas de un Productor-Comercializador de Gas Natural. (...)*”

Respuesta 142. Ver Respuesta 21.

143. “(...) solicitamos amablemente se aclare que el concepto de EXPORTACIÓN contenido en el Decreto 2687 del 22 de julio de 2008 y en el Proyecto de Resolución se entienda como la operación que se realiza hacia afuera del territorio nacional. (...)”

Respuesta 143. El proyecto de resolución define “Comprador Externo” como un agente que adquiere gas natural para la atención de demanda ubicada por fuera del territorio nacional.

Gazel

144. “(...) Consideramos que se debe incluir que concluidas las etapas descritas en este capítulo, los Productores-Comercializadores divulgarán los resultados de asignación por agente y sector de consumo, tal y como se plantea para los campos con precio regulado en el Artículo 9 del capítulo II. (...)”

Respuesta 144. Lo anterior se incluye en el Artículo 12 “Políticas de Divulgación de Información” que hace parte del Capítulo III mediante el cual se reglamentan las subastas.

145. “(...) Sugerimos definir los plazos y fechas con los que cuenta el Productor-Comercializador para ofrecer y asignar la Producción Disponible para Ofertar en Firme (PDOF) de conformidad con lo establecido en los numerales 1 al 4 del Artículo 8 del Decreto 2687 de 2008. (...)”

Respuesta 145. Ver Respuesta 69.

146. “(...) Proponemos organizar cronogramas de subastas con fechas no simultáneas con el fin de evitar que los agentes puedan presentar solicitudes de compra simultáneas ante la incertidumbre propia de los procesos de asignación. (...)”

Respuesta 146. Ver Respuesta 7.

147. “(...) En cuanto a los Contratos de Firmeza Condicionada con destino a usuarios no regulados, consideramos apropiado precisar que si precio debería ser como máximo el Precio Máximo Regulado, dado el “condicionamiento” de firmeza estipulado. (...)”

Respuesta 147. Ver Respuesta 8.

Emgesa S.A. ESP

148. “(...) sugerimos que se incluya el perfil de producción, reservas por campo y su evolución en el tiempo, como parte de la información que entrega el productor periódicamente y en las subastas. (...)”

Respuesta 148. Esta información debe ser reportada por los Productores-Comercializadores al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con el Decreto 2687 de 2008.

149. *"(...) Es importante contemplar dentro de los mecanismos de comercialización de gas natural establecidos en el proyecto de resolución, aquellos relacionados con la oferta de gas natural proveniente de la importación. (...)"*

Respuesta 149. Ver Respuesta 108.

150. *"(...) Sugerimos que en la estandarización de los contratos se incluyan las particularidades y diferencias de cada uno de los sectores de demanda. (...)"*

Respuesta 150. Ver Respuesta 42.

Publiservicios S.A. ESP

151. *"(...) Nuestra propuesta consiste en modificar dicho artículo, eliminando el tope mínimo de compra de gas natural a productores, para el caso de empresas distribuidoras de gas natural por red que atienden mercados regulados. De esta forma se posibilita la participación en la Subasta de todas las empresas de distribución de gas natural (grandes y pequeñas). (...)"*

Respuesta 151. Ver Respuesta 25.

Dinagas S.A. ESP

152. *"(...) no hay concordancia con el proyecto de Resolución CREG 088 de 2008 (numeral 3° del artículo 4° y numeral 2° del artículo 7°) la cual prohíbe únicamente a los Comercializadores Puros, cuando se trata de mercado regulado, vulnerando así los principios de objetividad y neutralidad que predica la Ley 142 de 1994. (...)"*

Respuesta 152. La regulación pretende proteger a los usuarios regulados y en ese sentido se pretende que los comercializadores que atienden este tipo de demanda acudan directamente a los procedimientos de comercialización.

153. *"(...) Tratar de implementar sistemas para los Agentes del Gas Natural Vehicular (GNCV), puedan tener acceso directo a las subastas. "La cantidad mínima de compra o el tamaño de los lotes, que deberá ser de hasta 2 GBTUD", que contempla el proyecto de Resolución, les quita cualquier posibilidad de participar (...)"*

Respuesta 153. Ver Respuesta 25.

154. *"(...) Debido a la gran confusión que se presenta en el tema de las prórrogas de los contratos vigentes, es la oportunidad para reglamentar claramente la posibilidad de éstas, hasta el 31 de diciembre de 2011, en todo tipo de contratos, precisamente para cumplir con el objetivo principal del decreto 2687 de 2008 señalado en su mismo epígrafe "Por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural..." negociando las partes libremente el precio del producto según las condiciones del mercado. (...)"*

Respuesta 154. Como primera anotamos que la CREG no tiene capacidad para reglamentar la ley, tal prerrogativa corresponde al Gobierno Nacional de conformidad con la capacidad constitucional pertinente. De igual manera el tema de prórrogas se

trata específicamente por el Decreto mencionado, luego el comentario es oportuno que se despache por parte de la autoridad que lo expidió, esto es, el Ministerio de Minas y Energía. La CREG, hasta la fecha, no ha regulado ni la manera ni los motivos que tienen los agentes para suscribirlas o ejecutarlas, entre otros, porque, a nuestro juicio, ello corresponde a libre iniciativa de las partes.

Mansarovar Energy Colombia Ltd

155. *“(...) Favor indicar como debe aplicarse el concepto de prórroga, frente a las disposiciones del Decreto 2687 y la Resolución CREG 088 de 2008. (...)”*

Respuesta 155. Como lo indicamos en la respuesta anterior, el tema de prórrogas no se trata en la Resolución, tal situación se trata en el Decreto ministerial. En ese sentido, a la luz de la Resolución de la CREG las prórrogas deben interpretarse tal como la ley regule el tema y de conformidad como el Ministerio lo indique. La Resolución de la CREG, en este punto, se ciñe estrictamente según lo indicado por el Decreto, lo cual nos lleva a comentar que si se presenta alguna confusión sobre la interpretación sobre el tema de prórrogas tal hecho no se origina en ninguna disposición de la CREG.

156. *“(...) En la presentación de la CREG el día 21 de Agosto se indicó que el productor-comercializador que requiera gas natural para sus operaciones es un tomador de precio lo que sugiere un papel pasivo en los procesos de subasta. Sin embargo, en la práctica se ha dicho que el productor-comercializador debe competir por el gas requerido aún si este proviene de su propia producción lo que sugiere un papel activo en el momento de definir el precio como corresponde a un mecanismo de subasta. Favor aclarar. (...)”*

Respuesta 156. Ver Respuestas 36 y 59.

157. *“(...) Se pregunta si la relación entre ECOPETROL y sus asociados en el marco del Contrato de Asociación Petrolera corresponde al concepto de vinculación económica a que se refiere la Resolución 088 de 2008. (...)”*

Respuesta 157. Ver Resolución CREG 057 de 1996 y 071 de 1998.

158. *“(...) Qué tratamiento tendrán los Contratos de suministro de gas Interrumpibles vigentes a la luz del Decreto 2687 y el Proyecto de la Resolución CREG 088 de 2008. (...)”*

Respuesta 158. La propuesta regulatoria es aplicable para la comercialización de la disponibilidad de gas en firme. El gas interrumpible podrá ser comercializado de manera libre.

4. AJUSTES A LA RESOLUCIÓN CREG 088 DE 2008

Con base en los comentarios recibidos de los agentes y del Profesor Peter Cramton; así como de los análisis de la CREG, a continuación se presentan los ajustes realizados a la Resolución CREG 088 de 2008.

Subasta Única

En el proyecto de resolución, se propuso que los diferentes vendedores realizaran sus propias subastas el mismo día. No obstante, teniendo en cuenta que se pretende agregar la mayor cantidad de oferta posible y que se realizará una estandarización de productos, resulta conveniente que se realice una única subasta donde se comercialicen de manera simultánea los diferentes que declaren como disponibles los vendedores.

Definición del Producto

De conformidad con la Resolución CREG 088 de 2008, los vendedores debían definir con precisión el producto que ofrecerían en la subasta. En el Capítulo III se indicaron las variables que como mínimo debían ser anunciadas por el vendedor para caracterizar el producto. Si bien la resolución indicaba que el período de entrega debía ser coherente con la declaración de PDOF, la CREG no definió una duración específica. En cuanto a la cantidad a ofrecer, la resolución permitía que fuera el vendedor quien la determinara.

Tomando como referencia los comentarios del Profesor Cramton, en la resolución definitiva se aclara que un vendedor puede tener diferentes productos para la venta en la subasta, diferenciados por su duración (período de entrega). Adicionalmente, el vendedor tendrá la posibilidad de estructurar su curva de oferta (programa de producción), conformada por las cantidades que tiene disponibles para la venta (con base en sus valoraciones de riesgos e incertidumbres geológicas) y los precios a los cuales está dispuesto a comercializarlas (los cuales tendrían implícito el costo de oportunidad para el vendedor).

Precio Uniforme

Tomando como referencia los comentarios del Profesor Cramton, en la resolución definitiva, se establece que la regla de formación de precio que se debe utilizar en las subastas es la de precio uniforme, es decir, el precio de cierre de la subasta se determina con base en el corte de las curvas de oferta y demanda, de tal forma que todos los ganadores pagan dicho precio de cierre.

Participación de la demanda regulada

Obligar a los comercializadores que atienden demanda regulada a que sean tomadores de precio (o pasivos) en la subasta, los deja expuestos al riesgo de demanda sin posibilidades de administrarlo, en la medida que solo conocen el precio del gas después de realizada la subasta. En ese sentido, resulta más conveniente que el comercializador que atiende demanda regulada pueda ser activo en la subasta, ya que es quien tiene el conocimiento de la disponibilidad a pagar de su mercado y por lo tanto puede estructurar estrategias de participación eficientes, procurando mantener su volumen de ventas. Lo anterior está garantizado por la regulación, en la medida que el comercializador puede trasladar a su mercado, a través de la fórmula tarifaria, el costo total del producto.

Productor-Comercializador como comprador

En los casos en que el vendedor tenga requerimientos de gas natural para consumo propio (diferentes a los establecidos en la definición de "Producción Comprometida de un

Productor-Comercializador de Gas Natural” del Decreto 2687 de 2008), su participación distorsiona el proceso de la subasta por el conflicto de interés que allí se presenta. Por lo anterior, reconociendo los derechos de propiedad sobre la producción, cuando el vendedor requiera gas para su propio consumo podrá tomarlo de la disponibilidad, no obstante, deberá indicar (y publicarlo para conocimiento del mercado) de manera previa a la realización de la subasta las cantidades que tomará y los productos de los cuales las restará.

5. RESOLUCIÓN

Se anexa la resolución con los ajustes respectivos.