



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

ANÁLISIS DE LOS COMENTARIOS A LA RESOLUCIÓN CREG 100 DE 2014

“MODIFICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN CREG 089 DE 2013”

DOCUMENTO CREG-067
Septiembre 12 de 2014

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

Tabla de contenido

1. ANTECEDENTES.....	60
2. ANÁLISIS DE COMENTARIOS.....	60
2.1 Comentarios radicados en la Comisión.....	60
2.2 Consistencia entre el artículo 40 y el anexo 6.....	61
2.3 Propuestas del CNO-Gas (Radicados E-2014-001354, 002990 y 004601)	62
2.3.1 Modificación del numeral 5 del artículo 11.....	62
2.3.2 Modificación del numeral 4.1 del Anexo 2.....	64
2.3.3 Variaciones de salida en punto de salida con varios remitentes (parágrafo 8 del artículo 54).....	65
2.3.4 Variaciones de salida para generadores térmicos (parágrafo 7 del artículo 54)	65
2.3.5 Parágrafo 6 del Artículo 54 de la Res. CREG 089 de 2013. Variaciones de salida menores al 5%.....	75
2.4 Modificación del artículo 53 de la Resolución CREG 089 de 2013.....	80
2.5 Definiciones del anexo 6 de la Resolución CREG 089 de 2013	83
2.6 Escenario de demanda de la UPME	84
2.7 Proceso úselo o véndalo de largo plazo para capacidad de transporte	90
2.7.1 Mecanismo de transición del proceso úselo o véndalo de largo plazo.....	90
2.7.2 Reglamento de subasta del proceso úselo o véndalo de largo plazo.....	91
2.8 Proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte	94
2.9 Oferta comprometida en firme.....	95
2.10 Otros aspectos.....	97
3. ANÁLISIS EN EL MARCO DEL ARTÍCULO 7 DE LA LEY 1340 DE 2012.....	109

ANÁLISIS DE LOS COMENTARIOS A LA RESOLUCIÓN CREG 100 DE 2014

1. ANTECEDENTES

Mediante la Resolución CREG 100 de 2014 la Comisión ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general que propone adoptar, “*Por la cual se modifica la Resolución CREG 089 de 2013*”. Considerando el carácter general que tiene esta propuesta regulatoria y con el propósito de divulgar y promover la participación de los usuarios, empresas y demás participantes del mercado interesados, la CREG publicó la respectiva resolución de consulta en el Diario oficial 49.220 el día 22 de julio de 2014 al igual que en la página web de la Comisión el 17 de julio de 2014, junto con el Documento CREG 058 de 2014 el cual contiene análisis y estudios que soportan la propuesta regulatoria.

La Resolución CREG 100 de 2014 fue sometida a consulta por un periodo de 10 días hábiles a partir de su publicación en la página web de la Comisión. Este documento contiene los comentarios recibidos por parte de los interesados, junto con su respectiva respuesta, así como la demás información y análisis correspondiente que soportan una versión revisada y definitiva de la propuesta regulatoria para modificar la Resolución CREG 089 de 2013, base para la toma de decisión de la Comisión.

2. ANÁLISIS DE COMENTARIOS

A continuación se analizan los comentarios a la Resolución CREG 100 de 2014. En el numeral 2.1 se presenta un listado de las comunicaciones mediante las cuales los interesados plantearon sus comentarios o propuestas en relación con la resolución mencionada. En las secciones 2.2 en adelante se citan los comentarios particulares a los diferentes temas de consulta de la resolución, exponiendo las razones por las cuales se aceptan o se rechazan los comentarios y sugerencias propuestas. Adicionalmente en la sección 2.10 se presentan otros comentarios recibidos.

2.1 Comentarios radicados en la Comisión

La siguiente tabla contiene el listado de los comentarios recibidos en la CREG a la Resolución CREG 100 de 2014.

Agente	No. Radicado
Andeg, Asociación Nacional de Empresas Generadoras	E-2014-007444
Andesco, Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones	E-2014-007765
Andi, Asociación Nacional de Empresarios de Colombia	E-2014-007532
Celsia S.A. E.S.P.	E-2014-007443
Chevron Petroleum Company	E-2014-007469
Ecopetrol S. A.	E-2014-007471 y E-2014-007876
Emgesa S.A. E.S.P.	E-2014-007516 y E-2014-007787
EPM S.A. E.S.P.	E-2014-007482

Gecelca S.A. E.S.P.	E-2014-007425
Invercolsa	E-2014-007478
Isagen S.A. E.S.P.	E-2014-007498 y E-2014-007521
Llanogás S.A. E.S.P.	E-2014-007476
Naturgas, Asociación Colombiana de gas natural	E-2014-007474
Plexa S.A. E.S.P.	E-2014-007562
Terpel S. A.	E-2014-007479 y E-2014-008954
TGI S.A. E.S.P.	E-2014-007504

Adicionalmente, las comunicaciones remitidas por los siguientes participantes del mercado tienen prácticamente el mismo contenido, razón por la cual en los numerales 2.2 en adelante se citan y responden sus comentarios bajo el enunciado de 'grupo de grandes consumidores industriales':

Agente	No. Radicado
Alfagres S.A.	E-2014-007481
Aluminio Nacional S.A.	E-2014-007490
C.I. Sigra S.A.	E-2014-007491
Carvajal Pulpa y Papel	E-2014-007510
Corona Industrial S.A.S	E-2014-007513
Corpoacero S.A.S	E-2014-007583
Diaco S.A.	E-2014-007509
Emma y Cia S.A.	E-2014-007496
Goodyear de Colombia S. A.	E-2014-007497
Groupe Seb Colombia S.A.	E-2014-007477
Ingredion Colombia S.A	E-2014-007493
Mac Johnson Controls Colombia	E-2014-007508
Mansarovar Energy Colombia Ltd,	E-2014-007494
Mondelez Colombia S.A.S	E-2014-007514
Pacific Stone S.A.S	E-2014-007475
Papeles y Cartones S. A. - Papelsa	E-2014-007492
Postobón S.A.	E-2014-007502

2.2 Consistencia entre el artículo 40 y el anexo 6

1. Andi

- a. "Estamos de acuerdo en que es importante permitir a que los usuario No Regulados tengan acceso a las negociaciones en los procesos de úselo o véndalo, logrando así que sea consistente con el anexo 6 que establece que los compradores de la subasta del proceso úselo o véndalo de largo plazo serán aquellos a los que hace referencia el artículo 18 (comercializadores y usuarios no regulados)".
- 

Respuesta

Sin comentarios.

2. Chevron

- a. *"Compartimos la propuesta del artículo 5 que modifica el artículo 40 de la Res. 089, permitiendo la participación de los usuarios no regulados en las negociaciones del Úsalo o Véndalo; nosotros como Productores - Comercializadores igualmente estamos incluidos como potenciales compradores de capacidad de transporte a través del artículo 20 de la resolución 089 y la modificación del artículo 40 nos permite continuar con esa posibilidad. Sin embargo, la definición de Compradores incluida en el anexo 6 de la res. 089 permite la participación exclusiva de los compradores definidos en el artículo 18, donde no estamos incluidos los Productores- Comercializadores. Por lo anterior, sugerimos modificar la definición de compradores del anexo 6 incluyendo los compradores del artículo 20 de la Res.089".*

Respuesta

Ver respuesta al comentario 5a del numeral 2.7.2 del presente documento.

3. Ecopetrol

- a. *"Solicitamos la inclusión de los usuarios no regulados en los numerales 35 y 37 de la Resolución 089 de 2013, teniendo en cuenta que de acuerdo con el documento soporte, la modificación del artículo 40 busca incluir a los usuarios no regulados como compradores en las negociaciones mediante el proceso úsalo o véndalo de corto y largo plazo.*

Sin embargo, según lo dispuesto en el artículo 43 de la resolución 089/13, se evidencia que los participantes registrados en el BEC, son los vendedores y compradores a los que hace referencia los artículos 34, 35, 36 y 37 de la misma resolución, pero no se modifican los numerales 35 y 37 en el cual se excluyen como compradores a los usuarios no regulados".

Respuesta

Ver respuesta al comentario 5a del numeral 2.7.2 del presente documento.

2.3 Propuestas del CNO-Gas (Radicados E-2014-001354, 002990 y 004601)

2.3.1 Modificación del numeral 5 del artículo 11

1. Gecelca

- a. "Consideramos que la inclusión en la resolución CREG 089 de 2013, de los parágrafos citados en los artículos 1º y 2º de la norma en comento, representa un gran avance para la flexibilidad operativa del suministro y transporte de gas natural, debido a que propende por el rápido restablecimiento de la prestación de los servicios asociados a la cadena de gas natural ante un evento no previsto".

Respuesta

Sin comentarios.

2. Industriales

- a. "Se está de acuerdo con la propuesta de la CREG. Adicionalmente a lo anterior, es fundamental que los eventos de suministro y transporte no se manejen de manera independiente, y más cuando es una obligación tener la misma cantidad contratada en las dos componentes. En otras palabras, cuando se presente en suministro 'eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña... o la ocurrencia de un evento eximiente de responsabilidad', éstos se deben poder trasladar al contrato de transporte y viceversa. Durante el último evento eximiente declarado por el productor en el Campo de Cusiana, en donde se restringieron las cantidades de suministro, se tuvo que asumir el contrato completo de 'Take or Pay' de transporte. El transportador argumentó que dicho evento se consideraba independiente a los eventos eximentes definidos en el contrato de transporte".

Respuesta

Se aclara que desde el punto de vista regulatorio no se han definido contratos 'take or pay' para la prestación del servicio de transporte de gas natural. En transporte de gas se define, entre otros, el contrato firme con cargos fijos y variables para remunerar la inversión y un cargo fijo para remunerar los gastos de administración, operación y mantenimiento.

En la página 193 del documento CREG 063 de 2013, soporte de la Resolución CREG 089 de 2013, se anota que:

"Por una parte, si bien el suministro y el transporte de gas natural son actividades complementarias, se trata de actividades con características técnicas diferentes, realizadas por agentes diferentes y pactadas mediante contratos independientes. Adicionalmente, la Comisión ha encontrado que el interés generalizado de quienes ofrecen estos servicios y de quienes los consumen consiste en celebrar acuerdos comerciales que aseguren la firmeza de las obligaciones contraídas.

En este sentido, no hay razón para incorporar como evento eximiente de responsabilidad la condición de restricción del otro bien dado el perjuicio que causaría a quien está ofreciendo un servicio y garantizando su disponibilidad, y por tanto no se acoge la propuesta transcrita".

Como se observa, la Comisión ya se ha pronunciado sobre la propuesta planteada en el presente comentario. La condición de contratación independiente con cada agente de la cadena continúa en el mercado colombiano de tal forma que la respuesta dada en el documento CREG 063 de 2013 sigue vigente.

2.3.2 Modificación del numeral 4.1 del Anexo 2

1. Ecopetrol

a. *"Incluir en el literal a) lo siguiente:*

"A más tardar a las 12:00 horas del décimo primer día hábil de cada mes, los productores comercializadores que operen campos de producción deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información operativa:

- i) *Cantidad de energía inyectada en campos aislados, los cuales no cuentan con conexión directa o indirecta con el SNT expresada en MBTU". La solicitud se apoya en la existencia de campos como Pauto, la Punta, Rancho Hermoso, entre otros, en el caso de Ecopetrol y otros de otros productores, que no tiene ningún tipo de conexión con el SNT ni directa ni indirecta y se entrega directamente al cliente final que tampoco está conectado a ningún sistema de transporte, y consideramos que el Gestor debe tener toda la Información generada en el mercado de gas colombianos*

No obstante, al ser campos aislados en la mayoría de los casos no se tiene medición en línea, por lo cual se podría suministrar la Información de energía inyectada de manera mensual. Para el tiempo de reporte de esta Información al gestor de mercado nos basamos en el tiempo que tienen los operadores de los campos de producción para remitir directamente al Ministerio de Minas y Energía los reportes de Información mensual de producción".

Respuesta

Se considera adecuado el comentario de Ecopetrol en el sentido de precisar que las cantidades de gas de los campos aislados se deben reportar al gestor del mercado. Esta precisión se hace en los numerales 4.1 y 4.2 del anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013.

Con respecto a la periodicidad del reporte no se observa razón para que los productores-comercializadores que operan campos aislados reporten información diariamente. El costo de los sistemas de información o comunicación requeridos por estos agentes puede hacer parte del precio del gas de estos campos.

2. Industriales

- a. *"No se está de acuerdo con la eliminación de la información mencionada en el literal a anterior. A los industriales, le parece fundamental contar con toda la información de tipo contractual que esté disponible en el mercado y su supresión le permitiría al Productor contar con información que el resto de agentes no tendría.*

Se está de acuerdo con lo propuesto por la CREG en el literal b anterior".

Respuesta

Desde el punto de vista regulatorio es deseable disponer de la información de cantidades inyectadas y extraídas al sistema de transporte desagregadas por modalidad contractual. No obstante, como se anota en el documento CREG 058 de 2014, participantes del mercado manifestaron la imposibilidad física para realizar con precisión la desagregación por modalidad contractual. En ese sentido las modificaciones del numeral 4.1 de la Resolución CREG 089 de 2013 son imperiosas.

2.3.3 Variaciones de salida en punto de salida con varios remitentes (parágrafo 8 del artículo 54)

1. Llanogas

- a. *"En el parágrafo 8 se sugiere incluir que en los acuerdos se deben pactar las consecuencias del incumplimiento y aclarar si se refiere a puntos diferentes a los sistemas de distribución".*

Respuesta

La propuesta del parágrafo 8 es clara en establecer que el transportador estará obligado a aceptar las nominaciones de gas únicamente cuando exista el acuerdo. Se entiende que si hay acuerdo es porque las partes logran pactar, si lo consideran, las consecuencias de un incumplimiento. Si se trata de incumplimiento al transportador se entiende que el transportador tiene las herramientas comerciales del caso para exigir las obligaciones del remitente. En tal sentido, no se considera necesario establecer disposiciones sobre incumplimiento en el parágrafo 8 propuesto.

De otra parte, se considera adecuado precisar la propuesta del parágrafo 8 de tal manera que sea claro que se trata de puntos de salida del SNT.

2.3.4 Variaciones de salida para generadores térmicos (parágrafo 7 del artículo 54)

1. Andeg

- a. *"La adición del parágrafo 7 al artículo 54 de la Resolución GREG 089 de 2013 planteado en el proyecto de Resolución GREG 100 de 2014, responde a las preocupaciones manifestadas por esta Asociación sobre el cobro de variaciones de salida que se documentó en la comunicación ANDEG 01814. Sin embargo, consideramos que el numeral II) del parágrafo citado, según el cual, la renominación debe ser autorizada por el transportador y por el productor-comercializador o el comercializador de gas Importado para efecto de quedar sujeto a la excepción de pago de variaciones de salida, en conjunto con las condiciones I) y III), no genera los Incentivos suficientes en la medida que no existe una regla que valide la negación de la autorización de la renominación."*

Bajo el escenario anterior, consideramos oportuno que se defina una regla sencilla que pueda verificar la decisión de no autorización por parte del transportador o el productor-comercializador o comercializador de gas Importado. Nuestra propuesta, establece que la no autorización de la renominación solicitada se justifica, si y solo si la autorización de la misma genera un riesgo en el sistema de gas. La decisión de no autorización debe ser reportada al generador solicitante, al gestor del mercado y al operador del mercado de energía eléctrica, con el fin de valorar en tiempo real las condiciones en las que queda el sistema eléctrico.

Si como resultado de la no autorización de la renominación de gas se genera un evento que pueda afectar la estabilidad del sistema eléctrico, es necesario que exista una regla en el mercado eléctrico que establezca que si el generador térmico se desvía sin autorización en el sistema de gas con el fin de prestar generación de seguridad, aplicará en la liquidación TXR el reconocimiento de las penalidades derivadas en el mercado de gas o en su defecto una exoneración del pago de penalizaciones por desviaciones o compensaciones en los sectores eléctrico y gas respectivamente".

Respuesta

En el artículo 6 de la Resolución CREG 100 de 2014 se propuso incluir el numeral 3 al artículo 53 de la Resolución CREG 089 de 2013. En el último inciso de este numeral se propuso la siguiente disposición: "El transportador, el productor-comercializador o el comercializador de gas importado podrán negar la aceptación de renominaciones si existen limitaciones técnicas o de capacidad en el SNT o en la infraestructura de suministro de gas".

De lo anterior se entiende que el transportador, el productor-comercializador o el comercializador de gas importado no pueden negar renominaciones por causales distintas a limitaciones técnicas o de capacidad en el SNT o en la infraestructura de suministro de gas.

Se propone precisar la disposición propuesta en la Resolución CREG 100 de 2014 indicando que "sólo" bajo estas condiciones se puede negar una renominación. También se propone exigir que el transportador, el productor-comercializador o el comercializador de gas importado deben conservar los soportes donde se evidencie la limitación técnica o de capacidad que no permitió aceptar la renominación. Esto último con el fin de que las autoridades de control y los remitentes puedan solicitar dichos soportes cuando lo consideren necesario.

Dado que el generador térmico es el agente responsable frente al sector eléctrico, no se acepta la propuesta de remitir al gestor del mercado y al operador del mercado eléctrico la decisión de negar la renominación. Corresponde al generador térmico informar tal decisión al operador del sector eléctrico y el gestor del mercado no presta servicios relacionados con aspectos operativos.

Con respecto al ajuste solicitado en el mercado eléctrico se debe tener en cuenta que las plantas que se utilizan para la generación de seguridad son las plantas que declararon disponibilidad que comprende tanto la máquina como el combustible. En consecuencia, para generación de seguridad el centro de control considera únicamente aquellas plantas que ofertaron disponibilidad. Se entiende que bajo la regulación vigente la declaración de disponibilidad incluye los riesgos que enfrenta el generador térmico cuando participa en el mercado mayorista de energía, y que tales riesgos deben ser internalizados en sus ofertas de energía.

2. Gecelca

- a. *"Tal como comentamos anteriormente, la falta de gas flexible en el corto plazo para la atención de redespachos y autorizaciones inmediatas del despacho derivadas de los eventos y/o contingencias eléctricas en el SIN, así como la armonización parcial de la coordinación gas-electricidad, coloca al generador térmico a gas en la disyuntiva de tomar una decisión sobre dos órdenes operacionales contrarias, originadas de normas en conflicto, lo cual podría repercutir en la operación del SIN y colocar en riesgo la atención segura, confiable y continua del servicio de energía eléctrica."*

Por ello, las disposiciones contenidas en este párrafo del proyecto de resolución, representan un avance en la coordinación de los sectores gas-electricidad, sin embargo, consideramos que podría existir una subjetividad en la autorización de la variación de salida por parte de transportador y/o productor, cuando no hubiese una afectación negativa para el sistema de transporte originada en dicha variación, la cual estaría en el incentivo para el transportador de un potencial cobro de compensaciones, que no tienen una destinación específica para lograr mayor flexibilidad en la operación del SNT desde la regulación.

Por lo anterior, amablemente nos permitimos solicitar que adicional a lo propuesto en este proyecto se incluya en las reglas del sector eléctrico una nueva causal de autorización de redespacho asociado a esta problemática cuando la causa tenga origen en instrucciones de un sector que no puedan ser cumplidas por el generador térmico a gas al no contar con la debida autorización del otro sector, para causas no imputables al generador y después de que el generador realizó su gestión ante el sector de gas.

De esta forma, se podrá mantener una armonización entre ambos sectores, mientras se logra una solución definitiva desde la regulación y/o mercados que brinde la flexibilidad operativa y física en el sector gas para atender oportunamente los requerimientos del sector eléctrico".

Respuesta

Ver respuesta al comentario 1a del numeral 2.3.4 del presente documento.

- b. *"En la revisión realizada a las condiciones establecidas en el artículo 7 de la Resolución CREG 100 de 2014, encontramos que estas pueden no cumplirse resultando afectado el generador, debido a lo siguiente:*

- *Para las autorizaciones al redespacho no se tendría el tiempo requerido para efectuar la renominación por las seis (6) horas que establece el RUT para realizarlas y estas órdenes son de aplicación en tiempo real para el generador.*
- *En cuanto a los soportes del CND, para los redespachos se tiene un archivo publicado por el CND llamado rDEC que comparados con el dDEC (Despacho original) se pueden ver las variaciones en el programa de generación, mientras que para los soportes de las autorizaciones el CND publica un archivo llamado AUT en el que colocan los períodos autorizados de cada planta, pero no informan la cantidad de generación que solicitaron subir/bajar, ni las causas de las autorizaciones.*

Por lo anterior, recomendamos a la Comisión solicitar al CND los ajustes que permitan utilizar esta información como soporte de la armonización que pretende implementarse con las modificaciones a la resolución CREG 089 de 2013".

Respuesta

Se entiende que este comentario se refiere a la propuesta del parágrafo 7 del artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013.

Sobre el particular se aclara que esta propuesta fue presentada por el CNO-Gas y representantes del sector eléctrico. Tanto el CNO-Gas como los representantes del sector eléctrico indicaron que tal propuesta resultó de análisis conjuntos realizados por los dos sectores.

De otra parte, en la propuesta del parágrafo 7 no se establece el detalle de la información que el generador térmico debe entregar al transportador y al productor-comercializador, o al comercializador de gas importado, como soporte del redespacho o autorización. La propuesta es clara en el sentido de que estos soportes los debe expedir el Centro Nacional de Despacho. Desde el punto de vista regulatorio no se considera necesario establecer el detalle de los soportes que debe expedir el CND.

3. Naturgas

- a. "Con base en lo dispuesto en el artículo 7 de la Resolución CREG 100 de 2011, el cual indica que: 'Cuando por causas imputables al remitente se presente una variación de salida menor al 5% de la energía autorizada por el transportador y dicha variación obedezca a que la cantidad de energía tomada es mayor a la cantidad de energía autorizada, el remitente dispondrá de 48 horas, a partir de la solicitud de ajuste del desbalance por parte del transportador, para entregar al sistema de transporte la cantidad de energía del desbalance. Si el remitente no entrega la energía del desbalance dentro de este plazo, el transportador podrá adquirirla y establecer libremente un único precio de la energía que aplicará a todos los remitentes involucrados en el desbalance. En estos eventos el transportador deberá solicitar el ajuste del desbalance a todos los remitentes que hayan incurrido en variaciones de salida menores al 5% y que obedezcan a que la cantidad de energía tomada es mayor a la cantidad de energía autorizada', es claro que se tienen medidas para los casos en los que se presenten desbalances

entre el 100 y 105% del gas demanda (sic), evidenciamos que no existe una simetría para tratar los casos en los que el remitente consume entre 95% y 100% del gas contratado. Cordialmente, consideramos que se debe expedir una regulación simétrica y en coordinación con la asesoría generada por el CNOgas".

Respuesta

La propuesta del artículo 7 de la Resolución CREG 100 de 2014, consistente en incorporar el parágrafo 6 en el artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013, está en concordancia con lo propuesto por el CNO-Gas¹. La propuesta del CNO-Gas hace referencia al gas de desbalance que es necesario para "reponer el inventario de su sistema de transporte, evitando una operación que pudiere generar desabastecimiento". Se entiende que la propuesta del CNO-Gas aplica al caso en el cual la cantidad de energía tomada del sistema es mayor a la cantidad de energía autorizada. En caso contrario el sistema no perdería inventario.

Por lo anterior no hay lugar a acoger el comentario de Naturgas en el sentido de "expedir una regulación simétrica y en coordinación con la asesoría generada por el CNOgas". La regulación propuesta en el artículo 7 de la Resolución CREG 100 de 2014 ya considera la asesoría del CNO-Gas.

4. Isagen

- a. "... en nuestro concepto, la propuesta queda incompleta en relación con la problemática que estaría ocasionando la aplicación de las penalizaciones por variaciones horarias de salida en los generadores térmicos, y en general en los usuarios no regulados del sistema, por los riesgos económicos que se derivan de la alta exposición de estos agentes a desviarse y ante la imposibilidad de ajustar estrictamente sus consumos a lo programado.

Es claro que la CREG acogió la propuesta del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural –CNO_GAS en lo relativo a este tema, la cual reconoce la situación particular de los generadores y el sistema eléctrico que se ven enfrentados todos los días a redespachos y autorizaciones del Centro Nacional de Despacho para preservar la confiabilidad eléctrica, ...

A pesar de lo anterior, y por tratarse de una propuesta consensuada entre todos los integrantes del GNO_GAS, principalmente por la mayoría de empresas de transporte de gas, no fueron exceptuadas algunas variaciones de salida que consideramos se escapan de la gestión de los generadores, y que podrían mitigarse mediante mecanismos como los propuestos para los redespachos y autorizaciones. Algunos ejemplos de estas variaciones serían:

- Pruebas Autorizadas o No Autorizadas

¹ Ver comunicación con radicación CREG E-2014-004601.

Las distintas pruebas de los equipos de generación son un elemento fundamental para garantizar la confiabilidad e integridad de la operación del sector eléctrico, y para que el mercado pueda verificar la disponibilidad de las plantas y el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad. Por tratarse de situaciones operativas donde se simulan situaciones particulares que llevan los equipos de generación a condiciones operativas inestables o extremas, es lógico que se presenten desviaciones a los programas de generación que conllevarán en muchos casos a desviaciones sobre la programación de la nominación, cuya ocurrencia, por lo que se ha comentado en anteriores ocasiones, es irresistible para los agentes por la condición de inercia que se da en la respuesta de la producción y el transporte de gas, que hoy los mismos agentes han establecido en una respuesta de seis horas, sin que se tenga un estudio técnico que lo soporte.

A pesar de lo anterior, como está redactada la Resolución, y el proyecto de modificación, cualquier variación por fuera del 5%, así se trate de pruebas que cuenten con la autorización para desviarse en generación del CND, serían penalizadas por las variaciones horarias de salida.

- Generación a cargas parciales y durante rampas de entrada o salida

Los equipos de generación térmica a gas, como cualquier máquina térmica, presenta su mayor punto de eficiencia y estabilidad operativa a su capacidad efectiva neta – CEN. Así que cuando un generador está programado para generar a su CEN es más probable que pueda proyectar sus consumos horarios minimizando las variaciones de salida.

Sin embargo, no ocurre lo mismo cuando debe generar a cargas parciales (como en el caso de un mantenimiento de un equipo o cuando está marginando en el despacho eléctrico) y/o en los arranques y paradas (rampas) donde la generación puede variar en una proporción muy alta en un corto periodo de tiempo; en estos casos las eficiencias son menores y los consumos difícilmente se comportarán como predicen las curvas de consumo teóricas de los fabricantes de los equipos, por las inestabilidades termodinámicas de los mismos.

En estas condiciones, consideramos que no hay razón para imputar penalizaciones a un generador que opera sus equipos adecuadamente por variaciones de salida en situaciones operativas como las descritas.

- Imprevisibilidad en las condiciones ambientales

Teóricamente los fabricantes de las plantas de generación a gas refieren la eficiencia de los equipos a las condiciones ambientales promedio del aire en cuanto a temperatura y humedad relativa. Es por ello que cada empresa tiene

definidos rangos en los cuales se movería el consumo de sus plantas de forma horaria dependiendo de las condiciones ambientales.

Por esto, no es razonable que se penalice a una planta por una desviación mayor al 5% cuando ésta sea causada por situaciones operativas irresistibles por parte del generador, como es el caso particular de las condiciones ambientales.

Adicionalmente, es nuestro interés llamar la atención de la Comisión sobre otros aspectos críticos que consideramos se deben resolver antes de que se apliquen las penalidades establecidas en la Resolución GREG 089 de 2013 para las variaciones horarias de salida a partir del 1º de diciembre de 2014, los cuales describimos a continuación:

- *Medición horaria*

El sistema de transporte del interior del país no cuenta con un sistema de medición en línea horario para verificar y controlar que los consumos de un remitente estén dentro de los límites de las variaciones admisibles por la reglamentación.

Dado lo anterior sugerimos a la Comisión que desde la misma regulación se garanticen los mecanismos operativos para que exista trazabilidad, transparencia y equidad en la aplicación de los criterios y el acceso a la información de medición con la cual se definirán las compensaciones por variaciones horarias para cada transportador del país.

Por otro lado, consideramos que las condiciones para determinar una compensación a un transportador por variación de salida deben ser soportadas por estudios técnicos y económicos que demuestren las afectaciones reales a los sistemas de transporte y terceros, y que tengan en cuenta entre otros asuntos, las condiciones operativas de cada sistema de transporte, la identificación de las causas de las desviaciones, la aplicación de las cláusulas contractuales de responsabilidad por perjuicios a terceros y hasta las mismas medidas operativas de corte del servicio para remitentes que no cumplan lo establecido en los contratos y la regulación, según el reglamento recientemente establecido por la GREG. Lo anterior ofrecerá información para que las compensaciones por desviaciones que se definan puedan ser efectivas y equitativas para el mercado del gas.

La propuesta anterior podría ser complementada, si el Gestor del Mercado tuviera entre sus responsabilidades dirimir con neutralidad y transparencia las eventuales diferencias que surjan en la aplicación de los esquemas, toda vez que este agente podría disponer de la información operativa y comercial de cada sistema oportunamente.

- **Límite del 5%**

Aunque el límite del 5% admisible en las variaciones de salida horarias es un valor que está presente en el Reglamento Único de Transporte, no es clara para el mercado la razón de ser de este valor que es difícil de cumplir para diferentes tipos de demanda como es el caso del GNVC, industria no regulada y la generación térmica, entre otros.

Especificamente para las centrales térmicas de generación con turbinas a gas, situaciones como variaciones en las condiciones ambientales, rampas de subida y bajada, variaciones de carga, despachos a cargas parciales y disparo de unidades por fallas forzadas, harían difícil el cumplimiento de este valor.

- **Incentivos para desviarse por fuera del límite horario máximo**

La propuesta de implementar penalidades como las previstas en la Resolución pueden tener muchas motivaciones, una de las que habitualmente han expuesto los transportadores se relaciona con desincentivar a algunos agentes que con frecuencia generan desbalances importantes en sus gasoductos como consecuencia de consumos no programados de gas, o en el caso contrario que dejan gas sin consumir, en cantidades importantes.

En la actualidad un agente que genere variaciones de salida horarias no coordinadas con los productores y transportadores tendría incentivos para hacerlo en el nuevo esquema mediante arbitraje entre las penalizaciones y el costo de su combustible sustituto, toda vez que su costo de oportunidad puede ser muy alto. En esa medida vemos que se pueden implementar otros mecanismos sancionatorios que no impliquen únicamente el pago de compensaciones económicas.

La consecuencia de esta situación es que los agentes que normalmente consumen de acuerdo con su programación y no generan impactos importantes a la operación de los gasoductos se verán afectados por una medida que no está dirigida en principio a ellos".

Respuesta

A continuación se relaciona la respuesta a cada punto planteado por Isagen:

- **Pruebas autorizadas o no autorizadas**

Se entiende que las pruebas autorizadas por el CND dan espacio suficiente para que el generador térmico solicite y obtenga aprobación de la respectiva renominación al transportador de gas². Una vez aprobada la renominación no se configuraría la variación y

² Esto según lo establecido en el acuerdo operativo 531 de 2011 del Consejo Nacional de Operación CNO. En este acuerdo se define el parámetro "Tiempo de aviso por renominación de gas, TAR".

por tanto no habría lugar a compensaciones. Así, para efectos regulatorios no hay lugar a excluir este aspecto del esquema de compensaciones previsto en la Resolución CREG 089 de 2013.

- **Cargas parciales, rampas y condiciones ambientales**

Se considera que los consumos de gas asociados a cargas parciales, rampas de entrada y salida y condiciones ambientales corresponden a aspectos técnicos que pueden ser previsibles y gestionables por parte de los generadores u operadores de las plantas térmicas. Así, para efectos regulatorios no hay lugar a excluir este aspecto del esquema de compensaciones previsto en la Resolución CREG 089 de 2013.

- **Medición horaria**

Este aspecto no es motivo de consulta en la Resolución CREG 100 de 2014.

En todo caso se debe tener en cuenta que mediante la Resolución CREG 126 de 2013, por la cual se modifica el RUT, se adoptaron reglas sobre medición en el sistema nacional de transporte. Se entiende que la infraestructura de medición exigida mediante la Resolución CREG 126 de 2013 permite realizar las mediciones requeridas para calcular de manera objetiva las variaciones horarias de salida. De acuerdo con las reglas de medición establecidas en el RUT los remitentes siempre tienen acceso a las mediciones que realiza el transportador, lo cual facilita la trazabilidad de la información para calcular las variaciones. ~~de las que resultan las cargas parciales, rampas de entrada y salida y demás aspectos de los sistemas de transporte y a los efectos técnicos que se generan en el sistema de medición y operación de los sistemas de transporte. Así, la Resolución CREG 100 de 2014 no excede este aspecto dado que las “... las condiciones para determinar una compensación a un transportador por variación de salida deben ser soportadas por estudios técnicos y económicos que demuestren las afectaciones reales a los sistemas de transporte y terceros, y que tengan en cuenta entre otros asuntos, las condiciones operativas de cada sistema de transporte, la identificación de las causas de las desviaciones, la aplicación de las cláusulas contractuales de responsabilidad por perjuicios a terceros y hasta las mismas medidas operativas de corte del servicio para remitentes que no cumplan lo establecido en los contratos y la regulación, según el reglamento recientemente establecido por la GREG”.~~

Sobre el particular conviene observar lo anotado en la página 350 del documento CREG 063 de 2013, soporte de la Resolución CREG 089 de 2013. Allí se plantea que las compensaciones cumplen dos propósitos, a saber: i) desincentivar las variaciones que puedan causar dificultades operativas; y ii) promover el desarrollo del proceso diario úselo o véndalo. Se puede observar que el desincentivo a generar dificultades operativas por variaciones de salida es uno de los propósitos de las compensaciones por variaciones. El otro propósito es promover el desarrollo del mercado del mercado de corto plazo, lo cual es relevante para el esquema del mercado mayorista adoptado en la Resolución CREG 089 de 2014.

- **Límite del 5%**

Este aspecto no es motivo de consulta en la Resolución CREG 100 de 2014.

En todo caso el límite del 5% fue la práctica observada en la industria en su momento. Esta práctica de la industria se considera adecuada para efectos regulatorios.

- **Incentivos para desviarse por fuera del límite horario máximo**

Este aspecto no es motivo de consulta en la Resolución CREG 100 de 2014.

En todo caso, el mecanismo de compensaciones por variaciones adoptado en la Resolución CREG 089 de 2013 no pretende recoger las externalidades que puedan presentar algunos participantes del mercado.

- b. *"Este parágrafo describe la excepción para aplicar las variaciones de salida a los generadores que estén cumpliendo un redespacho o una desviación de generación autorizada por el CND y el procedimiento que debe seguir el generador para que la excepción se pueda aplicar."*

Al respecto sería importante que tanto la solicitud de autorización como la renominación misma se puedan realizar telefónicamente o por correo electrónico y que exista un plazo prudencial, para que el remitente pueda ajustar las cantidades en los sistemas de nominación de productores y transportadores. Lo anterior entendiendo que estas situaciones ocurren a cualquier hora del día y son habituales en las madrugadas".

Respuesta

Se entiende que los mecanismos para aplicar las disposiciones propuestas los deben adoptar los agentes acogiendo las mejores prácticas de la industria.

5. Terpel

- a. *"En cuanto a lo establecido en el parágrafo 7 del mismo artículo 7, consideramos necesario aclarar, que cualquier volumen adicional al autorizado por el transportador en la renominación que realice el agente térmico, seguirá sujeto a las compensaciones a las que hace referencia el artículo modificado. Esta situación podría presentarse en el evento en que el agente térmico haya cumplido los cuatro requisitos establecidos en el parágrafo, pero para una cantidad inferior a la efectivamente consumida".*

Respuesta

En la propuesta del parágrafo 7 se establece que el generador térmico debe presentar la renominación. Se entiende que al solicitar una renominación se debe especificar la cantidad que se desea renombrar. También se entiende que las cantidades adicionales que no estén dentro de esa renominación no están sujetas a la excepción propuesta en el parágrafo 7. En todo caso, se propone precisar el texto del artículo 7 de tal forma que sea claro que en la renominación se debe indicar la cantidad.

XW

6. TGI

- a. "En primera instancia, nos referimos al parágrafo 6 del artículo 7 de la resolución del asunto, relacionado con las variaciones de salida menores al 5% de la energía autorizada por causas imputables al remitente. Al respecto es pertinente mencionar que dicho parágrafo se limita a establecer un curso de acción en el evento en el que la variación obedezca a que la cantidad de energía tomada por el remitente es mayor a la cantidad de energía autorizada, pero no se establece un proceder en el caso en el cual la energía tomada por el remitente está por debajo del 5% de la autorizada por el transportador. Cuando se presenta esta circunstancia, el remitente deja temporalmente en el sistema un volumen de gas que obliga al uso de la infraestructura para mantener almacenado el mismo y adicionalmente podría generar problemas operativos en la infraestructura de transporte y/o de producción, situación que ya ha sido evidenciada en el sistema de transporte de TGI y en las instalaciones de producción de algunos productores, quienes nos han manifestado la necesidad de tomar acciones que mitiguen esta situación de riesgo para su infraestructura. Dicho servicio adicional, actualmente no es remunerado, lo cual no solamente origina sobre costos al transportador, sino incentiva al remitente a mantener periódicamente ciertos volúmenes de gas en los gasoductos.

Al respecto, nos permitimos sugerir a la Comisión que se establezca un mecanismo similar al propuesto para el ajuste de la cuenta de balance cuando ésta es positiva y que se defina un procedimiento para que el trasportador cobre éste servicio adicional".

Respuesta

Se entiende que esta propuesta de TGI está más relacionada con aspectos comerciales que con aspectos operativos. En ese sentido se considera adecuado analizar este aspecto en la nueva metodología de remuneración de la actividad de transporte³.

2.3.5 Parágrafo 6 del Artículo 54 de la Res. CREG 089 de 2013. Variaciones de salida menores al 5%.

1. Andeg

- a. "Sobre la adición del parágrafo 6 del artículo 54 de la Resolución GREG 089 de 2013, y en particular frente al inciso que establece que 'Si el remitente no entrega la energía del desbalance dentro de este plazo, el transportador podrá adquirirla y establecer libremente un único precio de la energía que aplicará a todos los remitentes involucrados en el desbalance'. Recomendamos a la Comisión que la definición del precio por parte del transportador debe corresponder a una metodología previamente divulgada y deberá ser publicado previamente por el gestor del mercado".

³ Nótese que mediante la Resolución CREG 047 de 2014 la CREG publicó las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente período tarifario.

Respuesta

Los remitentes tienen la posibilidad de cubrir los desbalances con energía contratada previamente o con energía que pueden adquirir en el mercado secundario de corto plazo (e.g. diario)⁴. Cuando el transportador se vea obligado a cubrir esta energía lo más probable es que la obtenga en el mercado secundario de corto plazo (e.g. diario).

Dadas las opciones que tienen los remitentes para cubrir desbalances diarios, desde el punto de vista regulatorio no se considera necesario establecer reglas para la formación del precio que el transportador podrá cobrar por la energía que requiera para recuperar el balance.

Se entiende que los remitentes pueden acudir a las autoridades que corresponda en caso de que consideren que hay abuso de precios por parte del transportador.

2. Andi

- a. *"Consideramos que en el caso de que el remitente no haga entrega de la energía del desbalance dentro del plazo establecido, el precio de energía que el transportador aplicará a los remitentes involucrados en el desbalance debe ser regulado y no dejarla para definición libremente, puesto que estos sobrecostos son finalmente trasladados al usuario final".*

Respuesta

Se entiende que este comentario se refiere a la propuesta del parágrafo 6 del artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013. Esta propuesta plantea, entre otros aspectos, que el remitente no entrega la energía del desbalance dentro del plazo previsto, el transportador podrá adquirirla y establecer libremente un único precio de la energía que aplicará a todos los remitentes involucrados en el desbalance.

Al respecto se debe mencionar que la posibilidad de que el transportador adquiera el gas para corregir desbalances, y que establezca libremente el precio del gas suministrado al remitente, se estableció desde 1999 en el RUT (ver numeral 4.6.4). A la fecha la Comisión no conoce controversias con respecto a la aplicación de esta disposición.

De otra parte, en la propuesta del parágrafo 6 los remitentes siempre tienen la posibilidad de adquirir el gas de desbalance y entregarlo al transportador. Por tanto, la posibilidad de que el transportador suministre el gas de desbalance es un mecanismo de última instancia, y se entiende que los remitentes también tienen la posibilidad de acudir a las autoridades competentes si consideran que el transportador abusa de su posición.

Por lo anterior no se considera necesario establecer valores regulados o de referencia para el gas de desbalance que adquiera el transportador.

⁴ Según lo establecido en la Resolución CREG 089 de 2013 los usuarios no regulados pueden adquirir gas en el mercado secundario de corto plazo a través de un comercializador.

3. Celsia

- a. “Con relación a las variaciones de salida, se establece que cuando el remitente no entregue al sistema las cantidades tomadas dentro de las siguientes 48 horas, el transportador lo hará y aplicará su costo, el cual seguramente continuará siendo el del BEC, el cual tiene unos valores muy altos: por lo tanto y para evitar cobros excesivos hacia los remitentes, se sugiere establecer un valor de referencia para el suministro, de manera que no quede a libertad del transportador”.

Respuesta

Ver respuestas a los comentarios 1a y 2a del numeral 2.3.5 del presente documento.

4. Ecopetrol

- a. “Se sugiere incluir: ‘...para entregar al sistema de transporte la cantidad de energía del desbalance. Durante el periodo de tiempo en el cual el remitente realice la entrega de gas para compensar el desbalance, dichas cantidades no deben ser tenidas en cuenta para el balance del periodo. Si el remitente no entrega la energía del desbalance dentro de este periodo...’”

Respuesta

Se entiende que este comentario sugiere precisar que las cantidades que el remitente entregue o deba pagar al transportador, según lo propuesto en el parágrafo 6, se deben tener en cuenta para la liquidación del balance al final del período (e.g. cada mes). Se considera adecuado precisar este aspecto al final de la disposición propuesta en el parágrafo 6 de la Resolución CREG 089 de 2014.

5. Empresas Públicas de Medellín EPM

- a. “Con respecto a la modificación planteada para las variaciones de salida, cuando estas sean menores al 5%, recomendamos que la Comisión le solicite al CNO Gas un análisis técnico sobre la posibilidad de establecer un tope mínimo a aplicar, principalmente para aquellos mercados con consumos por debajo de los 100 MBTU, los cuales a nuestro juicio no le generarían inestabilidad al sistema de transporte”.

Respuesta

Ver respuesta al comentario 7a del numeral 2.3.5 del presente documento.

6. Gecelca

- a. “Vemos aceptable que ante un consumo de gas de un remitente mayor al autorizado por el transportador, dicha cantidad sea devuelta al sistema de transporte, sin embargo en los párrafos de la norma en comento, consideramos necesario tener en cuenta las barreras operativas que podrían presentarse y que

harían imposible técnicamente cumplir con las 48 horas dispuestas para tal reposición, tales como: cuando el gasoducto no permite la entrada de mayor cantidad de gas y/o el remitente se encuentra copando su capacidad de transporte contratada y/o falta de cantidades de gas disponibles). Por lo anterior, respetuosamente proponemos a la Comisión incluir la siguientes frase, 'si es técnicamente factible' la cual estaría sujeto a la objetividad de las partes para dar dicho cumplimiento y al seguimiento diario del gestor del mercado".

Respuesta

Se entiende que si el gasoducto no permite la entrada de más gas es porque no se requiere inyección de gas de desbalance para garantizar la operación del sistema. Es decir, se estaría ante una situación en que hay desbalance pero el transportador no solicita el ajuste porque tal desbalance no compromete la operación del sistema.

Para mayor detalle ver respuesta al comentario 7a del numeral 2.3.5 del presente documento.

Con respecto a que el remitente no puede inyectar gas para cubrir desbalances porque él ya está haciendo uso de toda la capacidad contratada, conviene anotar que la CREG ha aclarado que "las cantidades de energía que el vendedor pueda ingresar al sistema, o el comprador pueda tomar del sistema, por encima de la energía aprobada en la nominación, ..., hacen parte de los acuerdos de balance entre los agentes"⁵. De esto se entiende que el remitente no tiene, desde el punto de vista regulatorio, restricción alguna para inyectar gas de desbalance al sistema de transporte por encima de las cantidades contratadas o nominadas.

Con relación a la disponibilidad del gas se debe tener en cuenta que los mecanismos aplicables al mercado secundario, establecidos en la Resolución CREG 089 de 2013, facilitan la obtención del gas para cubrir desbalances.

7. Industriales

- a. "Es importante resaltar que las variaciones de consumo de gas natural de un usuario se considerarían riesgosas para el sistema de transporte cuando su magnitud pasa de cierto umbral. En otras palabras, no es igual una desviación de consumo de un usuario no térmico que la de un Usuario Térmico. El impacto en el sistema de una variación de un usuario con un consumo del orden de 1,000 Mbtud no es igual al de una planta térmica con consumos del orden de 50,000 Mbtud. Un 5% del primer usuario representa 50 Mbtud mientras del segundo 2,500 Mbtud.
Por las razones anteriores no se está de acuerdo que el PARAGRAFO 6 se haga extensivo a los Usuarios No Térmicos. Éste debe hacerse extensivo únicamente a los Usuarios Térmicos".

Respuesta

⁵ Ver comunicación S-2013-004437, publicada en www.creg.gov.co, Nuevo marco regulatorio – Comercialización mercado mayorista de gas natural / Conceptos.

De las disposiciones propuestas en el parágrafo 6 del artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013 se entiende que el transportador solicitaría ajuste de los desbalances cuando ello sea necesario para garantizar la operación del sistema. Es decir, si los desbalances no comprometen la operación del sistema el transportador no aplicaría la disposición propuesta.

De otra parte, un desbalance que comprometa la operación puede ser causado por cualquier remitente del sistema o por el desbalance acumulado de varios remitentes de bajo consumo. Por tanto es inadecuado establecer a priori que los usuarios no térmicos no causan desbalances que puedan comprometer la operación. En ese sentido no se acoge este comentario de los usuarios industriales.

Para mayor claridad se propone ajustar la propuesta del parágrafo 6 de tal forma que se exija al transportador conservar los soportes donde se evidencie la necesidad de haber solicitado el ajuste de los desbalances. Lo anterior con el fin de que las autoridades de control y los remitentes puedan solicitar dichos soportes cuando lo consideren necesario.

8. Isagen (c) de acuerdo con el numeral 2.3.5 del artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013 se entiende que el transportador informaría ajuste de los desbalances o "ajuste" al numeral "Parágrafo 6". Ajuste de los desbalances. Es decir, se le da la posibilidad de "ajustar". En este parágrafo se reglamenta la posibilidad de que los transportadores adquieren compren el gas, y trasladen el costo a los remitentes, cuando pasadas 48 horas desde el aviso del transportador a un agente, éste no reponga al sistema la cantidad de gas que ha consumido en exceso, así su variación sea inferior al 5%. Consideraremos que esta medida es importante para los transportadores pero se debería aplicar siempre y cuando estas variaciones generen una situación de inestabilidad operativa o incumplimientos por parte del transportador a otros agentes. De no ser así, debería hacerse con la compensación del acuerdo de balance mensual de cantidades, pactada contractualmente entre los remitentes y el transportador".

Respuesta

Ver respuesta al comentario 7a del numeral 2.3.5 del presente documento.

9. Llanogas

- "(A)I referirnos a los artículos referentes a las variaciones de salida del 5% se establecieron con el objetivo de penalizar el hecho de poner en riesgo al sistema, por lo que se solicita a la Comisión revisar este tema con el CNOGas, con la finalidad de establecer a partir de que cantidades se estaría poniendo en riesgo el sistema. Lo anterior teniendo en cuenta que aquellos municipios donde el consumo es pequeño, caso de los mercados atendidos por Llanogas SA. ESP y Gases del Cusiana S.A ESP con una variación del 5% no se podría decir que se está afectando el sistema de transporte y sí por el contrario se genera el pago de compensaciones al distribuidor-comercializador. Es decir, sería necesario definir un tope a partir del cual se cobre esta variación".

Respuesta

Ver respuesta al comentario 7a del numeral 2.3.5 del presente documento.

10. Plexa

- a. "En cuanto a la modificación propuesta del Artículo 54 de la Resolución Creg 089 de 2013 sugerimos que en el parágrafo 6 no quede al arbitrio del transportador establecer el precio de la energía tomada, sino que se fije como precio el mismo precio al que el Transportador la adquirió".

Respuesta

Ver respuestas a los comentarios 1a y 2a del numeral 2.3.5 del presente documento.

2.4 Modificación del artículo 53 de la Resolución CREG 089 de 2013

1. Celsia

- a. "Respecto a la posibilidad de hacer renominaciones de gas en tiempos inferiores a lo determinado en el RUT para el sector eléctrico, la propuesta de poder realizarlas con menos de 6 horas de antelación cuando se trata redespachos y autorizaciones por parte del CND, resulta poco efectiva, ya que al indicar que el transportador 'podrá' aceptar la renominación, queda con las mismas condiciones actuales, es decir, a voluntad del transportador de gas y/o suministrador. De esta manera, da la potestad al transportador de negarlas si existen limitaciones técnicas o de capacidad en el SNT o en la infraestructura de suministro de gas, lo cual podría convertirse en excusa para el transportador de no aceptar las renominaciones: por lo tanto deberían ser demostrables de alguna manera dichas limitaciones y ser válidas ante el CNO para que no se vea afectado el generador en caso de no ser aceptadas.

Un aspecto necesario para permitir esta flexibilidad en el sector eléctrico sin inconvenientes técnicos o de operación, es contar con un servicio de Empaqueamiento o de Parqueo en el Sistema de transporte de gas natural".

Respuesta

Sobre las renominaciones ver respuesta al comentario 1a del numeral 2.3.4 del presente documento.

Con respecto al servicio parqueo se debe notar que en la Resolución CREG 126 de 2010 se define este servicio y se establecen las condiciones bajo las cuales se debe prestar el servicio de parqueo.

2. Gecelca

- a. "La Modificación del artículo 53 de la Resolución CREG 089 de 2013, la cual adiciona el numeral 3, donde se viabilizan las renominaciones en un tiempo inferior a seis (6) horas, que presenten los generadores térmicos originadas por requerimientos del Centro Nacional de Despacho para cumplir redespachos o

autorizaciones en el sector eléctrico, sujeto a las posibilidades y disponibilidades de los Transportadores, Productores o Comercializadores, constituye una mejoría parcial en la problemática de la coordinación gas – electricidad.

Sin embargo, al estar la aprobación de esta renominación sujeta a la voluntad de agentes diferentes al generador térmico, este aún quedaría en la disyuntiva operativa de estar en medio de dos sectores, con reglas e instrucciones contrarias, máxime sin la existencia de una armonización completa de tiempos entre las mismas. Es decir, lo anterior sigue sin considerar la realidad física de la operación de los sistemas de gas y electricidad, la cual requiere una coordinación eficaz entre las exigencias de los redespachos (1.5 horas) y autorizaciones (inmediatas) del sector eléctrico que requieren cambios en las nominaciones de gas en este mismo lapso, para evitar que el generador térmico salga penalizado por dar cumplimiento a las órdenes del sector eléctrico.

Por lo tanto, respetuosamente sugerimos a la Comisión implementar una excepción a las penalizaciones por desviaciones de energía o una autorización a desviarse para los generadores térmicos que se encuentren sujetos a tales circunstancias que tengan origen en instrucciones de un sector y no pueda ser cumplida por no contar con la debida autorización del otro sector, para causas no imputables al generador térmicos”.

Respuesta

Con respecto a las renominaciones ver respuesta al comentario 1a del numeral 2.3.4 del presente documento.

Adicionalmente debe tenerse en cuenta que la propuesta del párrafo 6 del artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013 contempla precisamente una excepción del pago de compensación para los generadores térmicos bajo ciertas condiciones.

3. Industriales

- a. “Se está de acuerdo con la propuesta de la CREG, en la medida que se haga extensiva a todos los remitentes debido a que todos los usuarios deben tener la misma oportunidad”.

Respuesta

La propuesta del numeral 3 del artículo 53 de la Resolución CREG 089 de 2013, consistente en precisar que el productor y el transportador podrán aceptar renominaciones en un tiempo inferior a seis (6) horas, aplica para los generadores térmicos cuando la renominación se origina por un requerimiento del Centro Nacional de Despacho para cumplir redespachos o autorizaciones en el sector eléctrico.

Como se anota en el documento CREG 058 de 2014, soporte de la Resolución CREG 100 de 2014, las disposiciones propuestas en este numeral “corresponden a coordinación

operativa entre los sectores de energía eléctrico y gas natural, lo cual se enmarca dentro de los objetivos del reglamento único de transporte de gas natural, RUR”.

No se considerar necesario hacer la misma precisión cuando se trata de demanda distinta a la demanda de generadores térmicos.

4. Isagen

- a. “La modificación propuesta acoge la sugerencia del CNOGAS en relación con permitir las renominaciones para los generadores térmicos en plazos inferiores a las seis horas previstas en el RUT en aquellos casos que sean ‘originadas por requerimientos del Centro Nacional de Despacho para cumplir redespachos o autorizaciones en el sector eléctrico’.

Entendiendo que la razón de establecer penalizaciones a las variaciones horarias es que no se presenten situaciones que pongan en riesgo la estabilidad operativa de los gasoductos, esta excepción a los generadores térmicos no debería limitarse a las situaciones originadas por redespachos y autorizaciones del CND.

Propuesta

Respetuosamente sugerimos a la Comisión que permita a los generadores térmicos realizar renominaciones en plazos inferiores a seis horas en cualquier condición de operación, de manera que se garantice el cumplimiento de los programas de transporte ante eventuales situaciones operativas, como disparos de unidades o fallas forzadas de las unidades de generación, que modifiquen la previsión inicial de consumos sin que se ponga en riesgo la operación de los gasoductos, pero que tampoco se generen sobrecostos para estos agentes en condiciones que se puedan efectivamente coordinar con productores y transportadores.

Además de lo anterior, sugerimos ampliar los tiempos de redespacho del CND a los generadores térmicos, pues el plazo actual de hasta media hora no garantizaría que un agente pueda realizar la coordinación con productores y transportadores como se requiere antes de comprometerse con el CND”.

Respuesta

Con respecto a la posibilidad de permitir que, para cualquier condición de operación de las plantas térmicas, los generadores térmicos realicen nominaciones en plazos inferiores a seis horas se debe considerar:

- i) La propuesta del numeral 3 del artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013 surgió de consenso entre representantes de los sectores de gas natural (i.e. CNO-Gas) y eléctrico (i.e. CNO y XM).
- ii) La propuesta del numeral 3 del artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013 no impide que el generador térmico y el transportador lleguen a un acuerdo para realizar nominaciones en plazo inferior a seis horas y para cualquier condición de operación de la planta térmica.

XU

2.5 Definiciones del anexo 6 de la Resolución CREG 089 de 2013

1. Andi

- a. "... en el artículo 9, sugerimos que se coloque un mínimo de experiencia para el subastador, relacionadas con el campo de Mercados Energéticos".

Respuesta

Con relación a la definición de subastador de los anexos 5 y 6 de la Resolución CREG 089 de 2013 se reitera que la misma fue modificada mediante la Resolución CREG 124 de 2013, por la cual se establecieron las reglas para la selección del gestor del mercado y las condiciones para la prestación de sus servicios. En ese sentido, el único propósito de incluir el ajuste en el proyecto de resolución sometido a consulta es el de reiterar dicha definición, considerando que durante el proceso de selección del gestor del mercado fue objeto de consulta. La inquietud fue respondida oportunamente y su respuesta publicada mediante el anexo de la Circular CREG 097 de 2013, página 33, pregunta 11.

A continuación se incluye la respuesta a la pregunta 11 de la Circular CREG 097 de 2013:

2. Industriales

- a. "No se entiende porque se define un precio mínimo de esa naturaleza y no un precio mínimo inferior al precio equivalente de los cargos fijos y variables pactados en los contratos de transporte de los vendedores, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por KPC. Ejemplo: un 10% por debajo.

Respuesta

Tampoco se entiende porqué si hay un precio mínimo no hay un precio máximo. En caso de alcanzar un precio máximo y contar con exceso de demanda sobre la oferta, se propone que ésta se reparta de acuerdo a las solicitudes.

La subasta en mercados tan pequeños y con tanto poder dominante no es necesariamente un mecanismo para garantizar equidad y transparencia.

Sobre los mecanismos de cubrimiento se esperará la reglamentación de la CREG."

Respuesta

En cuanto al valor del precio mínimo ver respuesta al comentario 2a del numeral 2.8 del presente documento. Adicionalmente, se debe recordar que los mecanismos de subasta implementados mediante la Resolución CREG 089 de 2013 fueron definidos luego de un íntegro proceso regulatorio y se puede encontrar los fundamentos del diseño en los documentos CREG 062 y 063 de 2013 expedidos por la Comisión.

3. Naturgas

- a. "Referenciando la definición dada para el subastador en los anexos 5 y 6 de la resolución CREG 089 de 2013:

'Subastador: persona natural o jurídica, con más de cinco (5) años de experiencia reconocida en la materia, en al menos tres (3) países, que da aplicación al

procedimiento de la subasta. Puede ser el administrador de la subasta u otra persona que éste contrate.

La modificación propuesta cambia las reglas con las cuales se creó el Gestor del Mercado. Es importante mantener las reglas de adjudicación que fueron conocidas por el Gestor seleccionado. Estas reglas, conviene advertirlo, fueron competitivas y generaron un compromiso para el ganador. En consecuencia, solicitamos se eliminen las modificaciones a la exigencia y se mantengan los requisitos iniciales de definición tal y como se regulan en los anexos 5 y 6 de la resolución CREG 089 de 2013 ('...con más de cinco (5) años de experiencia reconocida en la materia, en al menos tres (3) países...')."

Respuesta

Ver respuesta al comentario 1a del numeral 2.5 del presente documento.

2.6 Escenario de demanda de la UPME

1. Andesco

a. "Balance de gas

Adicional a tomar el escenario medio de la UPME, consideramos necesario que la demanda refleje los requerimientos de gas Firme para el respaldo de las Obligaciones de Energía Firme para la demanda térmica, ya que actualmente el balance previsto por la UPME para efectos de definición del esquema de comercialización, desconoce los requerimientos de gas del sector térmico que requiere contratos de gas bajo la modalidad firme para condiciones de baja hidrología (Niño), pues se toma valores medios de consumo".

Respuesta

Ver respuesta al comentario 2a del numeral 2.6 del presente documento. Adicionalmente se debe tener en cuenta que la metodología de proyección de demanda que utiliza la UPME incorpora demanda de gas del sector termoeléctrico. Para mayor detalle sobre la metodología que utiliza la UPME ver el documento "Proyección de Demanda de Gas Natural en Colombia, Revisión Julio 2014", publicado en la página www.upme.gov.co.

2. Andi

a. "La propuesta Res. CREG 100 de 2014 establece que se debe tomar para el balance, el Escenario de Demanda Medio de la UPME, con base principalmente en el siguiente argumento:

'Si bien la demanda real superó el escenario alto, hay que tener en cuenta que la demanda térmica se incrementó en 2014 en respuesta a la eventual ocurrencia de un fenómeno de El Niño. En ese sentido una aproximación conservadora es considerar el escenario medio de demanda realizado por la UPME'.

✓

Consideramos que la demanda de gas natural en el último semestre de 2013 y el primer trimestre de 2014, reflejan condiciones excepcionales en donde las plantas termoeléctricas que efectivamente incrementaron su demanda como consecuencia de un 2013 con aportes hídricos históricamente bajos y como medida para conservar e incrementar los niveles en los embalses ante la llegada del fenómeno del 'El Niño'.

En este sentido el escenario de demanda para establecer el mecanismo de comercialización debe reflejar las condiciones normales e históricas, y no las excepcionales. Adicionalmente la oferta utilizada para el cruce con la demanda, debe incluir el volumen de gas que se importará a partir de diciembre de 2015. En base a lo anterior solicitamos conservar el escenario de demanda baja para establecer el mecanismo de comercialización y considerar en la Oferta la planta de importación de gas que se estará pagando principalmente vía tarifas de energía eléctrica, la cual ya está incluida en las últimas proyecciones de la UPME (Julio/2014), que sea (sic) presentan a continuación.

(...)".

Respuesta

Con respecto a su comentario se tiene que en el ejercicio de las proyecciones que realiza la UPME la demanda con la mayor probabilidad de ocurrencia siempre es la correspondiente al escenario medio. En los ejercicios de las proyecciones esto tiene mucho sentido porque los escenarios altos y bajos normalmente son los extremos.

La CREG simplemente considera que debe tomarse el escenario con la mayor probabilidad de ocurrencia o en otras palabras el que esté más cercano.

3. Celsia

- a. *"En la modificación del Artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 para definir el esquema de negociación según el balance de gas natural elaborado por la UPME, es importante tener en cuenta, adicional a tomar como mejor referencia el escenario medio de la UPME, que estos escenarios son elaborados para condiciones esperadas de consumo de gas natural, donde no se reflejan los requerimientos de gas Firme para el respaldo de las Obligaciones de Energía Firme para la demanda térmica.*

En este sentido, el balance desconoce los requerimientos de gas del sector térmico que requiere contratos de gas bajo la modalidad firme para condiciones de baja hidrología (Niño), llevando a conclusiones de suficiencia en la oferta, cuando en la realidad se puede estar presentando déficit.

Adicionalmente es importante que previo a la definición del proceso de negociación, la UPME actualice los escenarios de demanda para contar con un balance lo más cercano posible a la realidad".

- b. *"Adicionalmente, y dadas las limitaciones del transporte entre la costa y el interior, los balances de gas deberían indicar la suficiencia de la oferta en estos dos*

sistemas, ya que el balance agregado no refleja precisamente la disponibilidad de oferta del gas de los campos de la costa para la demanda del interior o de los campos del interior en la demanda de la costa”.

Respuesta

En materia de las razones que justifican que se tome el escenario de demanda media ver la respuesta al comentario 1a del numeral 2.6.

Con referencia a la decisión del mecanismo de comercialización que rige en el año 2014 la decisión se tomó mediante la Resolución CREG 085 de 014.

4. Chevron

- a. “Sugerimos que el balance entre oferta agregada y demanda agregada de gas que debe realizar la UPME, modificado a través del artículo 3 del Proyecto de Resolución 100, se sustente de forma técnica mediante documento de la CREG o de la UPME en la que se indiquen los criterios y la metodología específica que se debe utilizar para su determinación anual, de manera que exista una adecuada estandarización en su cálculo y los agentes tengamos la suficiente información y claridad sobre la misma”.

Respuesta

Con respecto a su comentario se tiene que las proyecciones de la demanda de gas las realiza la UPME y la CREG simplemente acude a esa información para decidir qué mecanismo de comercialización aplica.

Con respecto a qué metodología en detalle sigue la UPME sugerimos dirigirse a esa entidad. Esa entidad cuenta con documentos oficiales en donde expone la metodología de cálculo.

5. Ecopetrol

- a. “Se solicita dar a conocer los criterios sobre los cuales la UPME realiza el balance entre la oferta agregada y la demanda agregada de gas, con anterioridad a la fecha de establecimiento del mecanismo de comercialización a aplicar.
En el mismo sentido, es importante conocer el criterio (valor diario, mensual u otro) sobre el cual se aplica la toma de decisión del mecanismo de comercialización de negociación bilateral cuando la oferta de gas natural es superior a la demanda de gas natural, en al menos tres (3) de los cinco (5) años siguientes al análisis”.

Respuesta

Ver la respuesta al comentario 4a del numeral 2.6.

6. Emgesa

XW

- a. "...queremos reconocer el importante paso que da el regulador al proponer la elaboración anual del balance de gas natural, teniendo en cuenta el escenario medio de demanda de gas, y no el escenario bajo. Acogemos positivamente esta propuesta, la cual consideramos que, de quedar en firme, envía una señal más realista sobre las necesidades de abastecimiento y el mecanismo adecuado de comercialización mayorista de gas, en cada año.

No obstante, en el contexto de la anterior propuesta publicada por la CREG, quedan dudas en los agentes sobre la aplicación del balance de gas con escenario medio de demanda, debido al aplazamiento que tuvo el cronograma para desarrollo del proceso de comercialización de gas 2014, decidido a través de la Resolución CREG 103 de 2014. En ese orden de ideas, solicitamos respetuosamente a la CREG aclarar cuál sería el momento a partir del cual se aplicaría lo propuesto por Resolución CREG 100 de 2014, y si dicha implementación afectaría al proceso de comercialización que será llevado a cabo en septiembre próximo".

Respuesta

Mediante la Resolución CREG 085 de 2014 la CREG estableció que "Para la comercialización de gas natural en el mercado primario, en el año 2014, los vendedores y los compradores a que hacen referencia los artículos 17 y 18 de la Resolución CREG 089 de 2013 darán aplicación al mecanismo de negociación directa durante el período definido en el cronograma establecido en el artículo 2 de esta Resolución". El cronograma establecido en el artículo 2 de esta resolución se modificó mediante la Resolución CREG 103 de 2014.

Las disposiciones de la Resolución CREG 085 de 2014 se adoptaron en cumplimiento de lo establecido en el inciso segundo del artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2014. De acuerdo con lo establecido en este inciso, dentro de los primeros diez (10) días hábiles de junio de cada año la CREG debe definir el mecanismo de comercialización a aplicar y el cronograma para el desarrollo del mismo⁶.

De otra parte, es claro que las disposiciones propuestas mediante la Resolución CREG 100 de 2013, en caso de ser adoptadas por la CREG, tendrán vigencia a partir de fecha posterior a junio de 2014.

De lo anterior se entiende que al adoptar la propuesta de la Resolución CREG 100 de 2014, relacionada con el escenario de demanda media de la UPME, no se modifica lo adoptado en la Resolución CREG 085 de 2014. En ese sentido se entiende que el mecanismo de comercialización definido en la Resolución CREG 085 de 2014 se mantiene, y que el escenario de demanda media, en caso de que la CREG lo adopte, se aplicará en procesos de comercialización posteriores al que se debe realizar en 2014.

⁶ La propuesta a consulta sobre el mecanismo de comercialización y su respectivo cronograma se sometió a consulta mediante la Resolución CREG 076 del 5 de junio de 2014.

7. Empresas Públicas de Medellín, EPM

- a. "... consideramos que con la propuesta de utilizar el escenario de demanda media de la UPME para determinar el balance de oferta y demanda, el mecanismo de comercialización del gas natural en Colombia estará más acorde con las proyecciones de demanda y la realidad económica del país, cambio que entendemos se aplicaría para los procesos de comercialización que se realicen a partir del año 2015".

Respuesta

Ver la respuesta al comentario 1a del numeral 2.6.

8. Industriales

- a. "... no es un argumento válido para cambiar el escenario de demanda baja a demanda media debido a las siguientes razones:
- a. La diferencia fundamental entre un escenario y el otro tiene que ver con la demanda de las plantas térmicas a gas.
 - b. La introducción del Documento 058 del 2014 indica que 'Es de resaltar que Resolución CREG 089 de 2013 comprende una serie de medidas que deben mantenerse vigentes en el mediano y largo plazo, y por tanto esta resolución de consulta contiene ajustes con unos elementos puntuales que tienen la misma vocación'. En virtud de lo anterior, el argumento utilizado por la CREG para cambiar el escenario de demanda resulta contradictorio a dicha afirmación ya que éste se basa en un análisis de demanda de corto plazo: julio 2013 a marzo 2014.
 - c. El periodo utilizado (Julio 2013 – marzo 2014) para realizar la comparación ha estado marcado por un consumo térmico atípico el cual distorsiona el análisis. Es claro que se han presentado en ese periodo condiciones hidrológicas atípicas (muy por debajo del escenario promedio) que han requerido una generación térmica a gas natural por encima de la que se tendría en condiciones normales.
 - d. Para la demanda térmica, en la Resolución CREG 101 de 2014, se han diseñado estructuras contractuales como los contratos en firme bimestrales. Igualmente, la demanda de las plantas térmicas debe de ser cubierta primordialmente en el mediano plazo por la planta de regasificación.
 - e. Desde la estructuración de la Resolución CREG 089, la demanda no térmica manifestó la inconveniencia de involucrar la demanda térmica en los balances. Como se indicó previamente, la demanda térmica debe suplirse con las plantas de regasificación y de la nueva propuesta de contratos bimestrales.
 - f. Sería altamente perjudicial para la demanda acelerar el mecanismo de subastas ya que los precios de gas natural estarían relacionados con los precios de importación.

En consideración a lo anterior solicitamos e insistimos en mantener como escenario de análisis la demanda baja de gas natural”.

Respuesta

Ver la respuesta al comentario 1a del numeral 2.6.

9. Llanogás

- a. “(...)la CREG considera que las cifras reales de demanda de gas natural están más próximas al escenario medio o al alto que al escenario bajo proyectado por la UPME.

(...)

Al respecto resulta necesario comentar:

- La conclusión que obtiene la Comisión se basa en la observación de las cifras del primer trimestre de 2014 y eventualmente del segundo semestre de 2013.
- El periodo de observación, como el mismo documento de la Comisión lo indica, abarca una temporada de baja hidrología que se presentó prácticamente durante todo el año 2013 y se extendió al primer semestre del año 2014, lo cual incrementó la generación térmica con gas natural.
- El análisis de la Comisión se sustenta en una evidencia de corto plazo y como ya se indicó, corresponde a una condición coyuntural que distorsionó el comportamiento de la demanda de gas natural.
- Para realizar el balance entre oferta y demanda tendiente a determinar el mecanismo de comercialización de 2014, la Comisión se vio obligada a utilizar los análisis de septiembre de 2013, toda vez que a la fecha del análisis la UPME no había generado una nueva proyección.

Por lo anterior, se sugiere a la Comisión que conserve las condiciones de la Resolución CREG 089 de 2013 en particular el escenario de demanda de gas natural baja como parámetro para realizar el balance que define el mecanismo de comercialización aplicable a cada año.

Respuesta

Ver la respuesta al comentario 1a del numeral 2.6.

10. Naturgas

- a. “Teniendo en cuenta las modificaciones planteadas en el artículo 3 de la resolución en comento, en donde se especifica que: ‘Dentro de los diez (10) días hábiles de junio de cada año, la CREG establecerá mediante resolución el mecanismo de comercialización a aplicar y el cronograma para el desarrollo del mismo. Lo anterior con base en el análisis del más reciente balance entre la oferta agregada y la demanda agregada de gas realizado por la UPME. El balance deberá ser aquel que considere el escenario de demanda media.’ se observa que se pasó de considerar el escenario de demanda baja al escenario

de demanda media. Independientemente del cambio de escenario el cual es justificado en el documento soporte- CREG 058 de 2014-, cordialmente, solicitamos que se regule mediante norma la metodología que debe usar la UPME para calcular los escenarios de demanda (alto, medio y bajo) para el balance de oferta agregada y demanda agregada para efectos de definir el mecanismo de Comercialización Mayorista del gas natural por año. Lo anterior con objeto de hacer claridad con respecto a las variables que serán utilizadas en el largo plazo para el desarrollo del balance de la UPME".

Respuesta

Ver la respuesta al comentario 4a del numeral 2.6.

11. Plexa

- a. *"Respecto a la modificación del artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013, nos permitimos solicitar que el balance que se considere sea de la demanda baja. Relacionarlo al escenario de demanda media, presiona hacia una subasta en los próximos años y no existe todavía claridad en la disponibilidad de transporte, ni certeza del tiempo de entrada en operación del gestor del mercado".*

Respuesta

Ver la respuesta al comentario 1a del numeral 2.6.

2.7 Proceso úselo o véndalo de largo plazo para capacidad de transporte

2.7.1 Mecanismo de transición del proceso úselo o véndalo de largo plazo

1. Industriales

- a. *"No se entiende porqué en esta materia se propone que el tratamiento para los generadores térmicos sea voluntario y no mandatorio como lo es para el resto de usuarios.*

Solicitamos que para mantener la equidad el tratamiento sea obligatorio para todos los usuarios".

Respuesta

Con respecto a su comentario de manera atenta le informamos que el asunto no es objeto de análisis en la propuesta de la Resolución CREG 100 de 2014, ya que las modificaciones sujetas a consulta corresponden únicamente a la metodología para declarar la capacidad excedentaria. La inquietud planteada fue objeto de la Resolución 151 de 2013.

2.7.2 Reglamento de subasta del proceso úselo o véndalo de largo plazo

1. Andi

- a. *"En el Artículo 10, numeral 2, b. es importante aclarar cuál será el mecanismo para la verificación de la capacidad excedentaria de cada vendedor y en el numeral 4, indicar que el mecanismo de cubrimiento debe ser establecido entre las partes y no mediante resolución".*

Respuesta

En relación con el mecanismo de conformación de las rutas con capacidad excedentaria nos permitimos indicar que ésta ya se encuentra en el numeral 5 del Anexo 6 de la Resolución CREG 089 de 2013. En cuanto a los mecanismos de cubrimiento para participar en la subasta, el contenido será definido mediante resolución aparte de la CREG. No obstante, su inquietud será considerada en el dentro del análisis de la materia.

2. Andeg

- a. *"Sobre la modificación del Anexo 6 de la Resolución GREG 089 de 2014, de manera atenta solicitamos aclarar el alcance de la siguiente frase: "El administrador de las subastas verificará la capacidad excedentaria de cada vendedor y conformará cada ruta como el conjunto de tramos conectados entre sí con capacidad excedentaria a subastar. Para este propósito el administrador de las subastas no considerará rutas en las que se conecten tramos de gasoductos en Vasconia hacia La Belleza".*

En particular, solicitamos aclarar porque se hace explícito que el administrador de la subasta no considerará las rutas en las que se conecten tramos de gasoductos en Vasconia hacia La Belleza".

Respuesta

El propósito de la modificación de la definición del producto, literal b del numeral 5.2 del anexo 6, como se expuso en el documento CREG 058 de 2014 consiste en no ofrecer rutas de transporte con capacidad excedentaria que sean poco usuales y poco comerciales, por las que no haya demanda en la subasta y en ese sentido se mantenga una capacidad de transporte subutilizada.

Esto quiere decir que el gestor del mercado al conformar las rutas con capacidad excedentaria disponibles para la subasta del proceso úselo o déjelo de largo plazo no considerará una ruta de transporte cuyo sentido del flujo del gas provenga desde Vasconia hacia La Belleza. Por ejemplo, no deberá considerar conexiones desde la Guajira hacia Tunja.

No obstante, esto no aplica en el sentido contrario del flujo. Es decir, el gestor del mercado si conformará rutas con capacidad excedentaria cuyo flujo del gas provenga desde la Belleza a Vasconia, como por ejemplo una conexión desde Cusiana hacia Manizales.

3. Ecopetrol

a. "Numeral 3 Mecanismos de cubrimiento para participar en la subasta

- *Solicitamos incluir en el numeral 5.14: "Para poder suscribir el respectivo contrato, cada comprador deberá presentar al administrador de las subastas...".*
- *Incluir en literal "...ii) el riesgo de que el comprador que resulte con asignaciones en la subasta no presente los correspondientes mecanismos de cumplimiento de que trata el numeral 5.15 de este Anexo y por lo tanto no se pueda suscribir el contrato."*
- *Se sugiere eliminar "...Una vez el administrador de las subastas defina dicho instrumento, se le informará a los participantes del mercado e indicar la forma y el momento en el tiempo en el cual se informará".*

Respuesta

Con respecto a la sugerencia de incluir la frase "para poder suscribir el respectivo contrato" y "por lo tanto no se pueda suscribir el contrato", se considera sería redundante y se encuentra intrínseco en la definición de los mecanismos de cubrimiento. Sin embargo, consideramos adecuado indicar el momento en el tiempo en el cual el gestor del mercado informará a los participantes del mercado el instrumento fiduciario para administrar los mecanismos de cubrimiento, por lo cual dicha modificación se verá reflejada en la resolución definitiva.

b. "Numeral 4 Mecanismos de cubrimiento

Solicitamos incluir en el numeral 5.15: "Para poder suscribir el respectivo contrato, cada comprador deberá presentar a su contraparte los mecanismos...".

Respuesta

Se entiende que estos mecanismos de cubrimiento se deberán sujetar a las reglas que la CREG expida sobre la materia y por tanto será objeto de regulación aparte.

4. Empresas Públicas de Medellín EPM

- a. "...entendemos la intención de la Comisión al definir el mecanismo del úsolo o véndalo de largo plazo como instrumento para permitir el uso de la capacidad de transporte de una forma eficiente, pero no compartimos la excepción que se está proponiendo de no Incluir tramos de gasoductos de Vasconia hacia la Belleza, pues consideramos que este tramo es necesario para la comercialización del gas proveniente de los campos de Cusiana y Cupiagua hacia el Interior y sur del país".

Respuesta

✓

Ver respuesta al comentario 1a del numeral 2.7.2 del presente documento.

5. Naturgas

- a. “Solicitamos mayor claridad sobre los agentes que pueden participar como compradores y vendedores en los mecanismos de comercialización “úselo o véndalo”. Aún con los cambios presentados en el proyecto de Resolución CREG 100 persisten inquietudes sobre la posibilidad de participación de los usuarios no regulados como compradores y por otro lado el alcance de los productores-comercializadores y comercializadores de GNI. Sugerimos se defina en el mismo artículo los agentes que pueden actuar como oferentes y como demandantes”.

Respuesta

En cuanto a la inquietud planteada, se reitera lo siguiente. Los compradores del proceso úselo o véndalo de largo plazo corresponden a los definidos en el anexo 6 numeral 2 definiciones, son los compradores a los que se hace referencia en el artículo 18 de la Resolución CREG 089 de 2013 (comercializadores y usuarios no regulados), que requieren capacidad firme de transporte para transportar cantidades de energía adquiridas mediante los mecanismos de comercialización de que trata el artículo 21 de la misma resolución. Los vendedores, corresponden a los definidos en el anexo 6 numeral 2 definiciones, son los titulares de la capacidad contratada que, al tener capacidad excedentaria, quedan sujetos a las reglas de las subastas y por ende a suscribir los contratos resultantes de estos procesos. Con la modificación propuesta en el Artículo 5 de la Resolución CREG 100 de 2014 del artículo 40 de la Resolución CREG 089 de 2013, se propendió ajustar la consistencia de la resolución y rectificar al usuario no regulado como parte de los posibles compradores del proceso úselo o véndalo de largo plazo, caso contrario a los productores-comercializadores y comercializadores de gas importado.

6. TGI

- a. “Por otra parte y en relación a las modificaciones planteadas en el numeral 2 del artículo 10 del proyecto de resolución, en torno a la conformación de las rutas con capacidad excedentaria, surge la inquietud de la mención del gasoducto Vasconia hacia La Belleza en este sentido particular de contra flujo, ya que en las condiciones operativas normales de este tramo, existe capacidad disponible en dicho sentido que permite atender demandas adicionales que puedan presentarse. En este sentido, consideramos que debería ofrecerse al mercado esta posibilidad, manteniéndola dentro de las rutas que conforme el gestor del mercado para ofrecer en los mecanismos propuestos”.

Respuesta

Entendemos que TGI hace referencia a la capacidad disponible primaria, en cuyo caso es posible contratar gas en el sentido de contraflujo de Vasconia hacia la Belleza, en el caso de que exista capacidad disponible en este tramo. En relación con capacidad de transporte excedentaria, es decir capacidad de transporte en el mercado secundario, el administrador de las subastas igual pondrá a disposición la capacidad excedentaria existente en todos los tramos pero sin conectar una misma ruta en el sentido Vasconia hacia la Belleza. En caso de presentarse, correspondería a dos productos independientes

en el secundario. Para complementar favor remitirse a la respuesta al comentario 1a del numeral 2.7.2 del presente documento.

2.8 Proceso úselo o véndalo de corto plazo para capacidad de transporte

1. Ecopetrol

a. "Numeral 6.7 Desarrollo de la subasta

Modificar en el literal c) iii): 'Si las dos (2) curvas no tienen ningún punto en común, la cantidad total adjudicada será cero se permitirán las negociaciones bilaterales con la información publicada por el gestor'.

Respuesta

Con respecto a su comentario de manera atenta le informamos que éste no es objeto de análisis, ya que la modificación propuesta en la Resolución CREG 100 de 2014 corresponde al precio de reserva de la capacidad de transporte. En consecuencia en este documento sólo nos pronunciamos respecto del contenido de la consulta.

2. Industriales

a. "la mayoría de los contratos de transporte de los usuarios finales, como es el caso de ..., tienen pareja de cargos 100%F – 0% V.

(...) no se entiende porqué el precio de reserva estaría basado en una pareja de cargos 80%F – 20%V".

Respuesta

Con respecto a la inquietud citada, como se planteó en el documento CREG 058 de 2014 es usualmente pactado en los contratos la pareja de cargos 80%Fijo – 20%Variable y sería el resultado del método de aproximación ordinal, y lo que se busca es que el titular de los derechos de suministro, que no habría de utilizar dicha capacidad y podría verse comprometido a venderla, recupere como mínimo los cargos variables considerando que los cargos fijos y de AOM corresponderían a un costo hundido. En ese orden de ideas, en el caso de un titular de transporte que haya pactado una pareja de cargos 100%Fijo – 0%Variable tendría una posición positiva en el proceso de subasta frente a su obligación contractual.

3. Terpel

a. "Con referencia al artículo 12 de la resolución 100. modificación del anexo #8 de la resolución 089 de 2013 de la CREG "reglamento de la subasta de los procesos úselo o véndalo de corto plazo", se solicita que con el fin de atender la demanda esencial ya existente en la zona de Antioquia se autorice al transportador a realizar contratos con firmeza condicionada a 12 meses a partir del 1 de diciembre 2014 hasta el 30 noviembre de 2015, por encima de la capacidad máxima de mediano plazo, condicionados en la nominaciones diarias a que el gasoducto posea capacidad física disponible".



- b. "Referente al artículo 46 de la resolución 089, solicitamos permitir al transportador vender capacidad excedentaria de transporte de corto plazo aun cuando la capacidad máxima de mediano plazo no lo permita. Para asignar esta capacidad excedentaria se solicita priorizar la atención de la demanda esencial atendida actualmente (demanda ya existente)".

Respuesta

Ver respuesta al comentario 1a del numeral 2.8 del presente documento.

2.9 Oferta comprometida en firme

1. Industriales

- a. "a. Se está de acuerdo con que la oferta PTDVF ó la oferta CIDVF, según corresponda, no deberá contener la OCF.

- b. Sin embargo, no se está de acuerdo con la fórmula presentada, la cual en lugar del máximo debería considerar el mínimo. Es decir, se considera que la ecuación anterior (con los mismos parámetros definidos) debe ser modificada de la siguiente forma:

$$OCF_{f,t,s,m} = \sum_1^m O_{CF_{f,t,s,m}} + \min \left(\sum_1^m O_{CFC_{f,t,s,m}}, \sum_1^m O_{OCG_{f,t,s,m}} \right) + \sum_1^m O_{OCGX_{f,t,s,m}}$$

- c. La diferencia de la propuesta de la CREG y la propuesta por los industriales se daría a la hora de calcular la oferta comprometida de los contratos de suministro con firmeza condicionada – CFC y la oferta comprometida de los contratos de opción de compra de gas – OCG.

- d. La esencia de estos dos tipos de contratos (CFC y OCG) es su carácter complementario. En otras palabras, la razón por la cual se crea esta pareja de contratos es para ofrecer un mismo volumen de gas natural a dos compradores diferentes bajo condiciones excluyentes. Si se utiliza el máximo, y no el mínimo, para calcular las cantidades de dicha pareja de contratos, no se incentiva a que los volúmenes ofertados de cada pareja sean iguales y por lo tanto se pierde la esencia por la cual son realizados".

Respuesta

Partiendo del hecho de que los contratos de CFC y OCF son complementarios, en la propuesta en consulta se tomó como decisión plantear que en el cálculo de la oferta comprometida firme, OCF se tomara el máximo. Con este planteamiento la CREG busca que los participantes en el mercado cuenten con mejor información al respecto.

Con la propuesta de que se tome el mínimo entre esos dos tipos de contratos entendemos que se expone la siguiente situación: que si se toma el máximo la demanda

no ve los complementos de los contratos de CFC y/o OCG que no se asignaron y están disponibles.

En los análisis se encuentra que la situación expuesta puede ser posible. Así, se procede al ajuste en el texto de la Resolución pero indicando que en caso de diferencias entre CFC y OCF los vendedores sólo podrán ofrecer las diferencias en los respectivos complementos, CFC u OCF.

2. Inversclosa

- a. "Si bien para la demanda es claro que la Producción Disponible para la Venta en Firme - PTDVF del productor, no debería contener producción comprometida en contratos previos, llamamos la atención de la Comisión sobre la importancia de aclarar que cuando la Oferta comprometida firme en contratos de Opción de Compra de Gas - OCG es mayor que la oferta comprometida en contratos de Firmeza Condicionada, el Productor podría suscribir contratos de Firmeza Condicionada hasta por la cantidad comprometida en OCG; igual aclaración debería darse en el sentido contrario; es decir, cuando las OCG son mayores que los contratos de firmeza condicionada. No permitirlo, implicaría restringir la comercialización de un producto, afectando con ello la oferta firme".

Respuesta

Ver respuesta al comentario 1a del numeral 2.9 del presente documento.

3. Llanogas

- a. "El artículo 25 está relacionado con la negociación directa durante un periodo definido, no obstante el parágrafo propuesto también debería ser considerado o aplicado por los vendedores de gas natural cuando se trata de negociación de gas mediante subastas, es decir, debe extenderse la aplicación del nuevo parágrafo al Artículo 27, de tal forma que la oferta de PTVDF o CIDVF no contenga la oferta comprometida en firme (OCF)".

Respuesta

Con respecto a su comentario se tiene que en el numeral 5.4 del Anexo 5, reglamento de la subasta de gas natural, ya está prevista una disposición similar.

4. Naturgas

- a. "Consideramos que en el desarrollo final de esta fórmula (Fórmula OCF – oferta comprometida en firme) que representa la oferta comprometida en firme se debe considerar que los contratos CCG (opciones de compra de gas) no eliminan la posibilidad de vender firmeza condicionada adicional, por lo cual, solicitamos que se incluya esta variable en la formula".

Respuesta

Ver respuesta al comentario 1a del numeral 2.9 del presente documento.

2.10 Otros aspectos

1. Andeg

- a. (...) consideramos oportuno Insistir de manera respetuosa a la Comisión en el ajuste del mecanismo de definición del esquema de asignación, negociación bilateral o subasta, sujeto al balance de las solicitudes de Compra y la Oferta de PTDVF. Las solicitudes de Compra revelan la posición neta de cada uno de los compradores y es una mejor Información sobre la demanda de los participantes del mercado, que aquella derivada de un ejercicio de proyección. Esta Información debe ser pública y resulta básica para la definición del mecanismo de comercialización y para la formación de expectativas sobre las reales condiciones de escasez para cada uno de los mercados regionales, la definición del balance por medio del uso de una proyección deja el esquema fundamentado sobre elementos diferentes a variables propias de éste y sujeto a la discrecionalidad de las expectativas racionales de un solo agente, que no participa en el mercado, como es la Unidad de Planeación Minero Energética.

Consideramos que el esquema de asignación puede ser diferente por Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte (SNT) y no reduce la eficiencia económica del procedimiento de comercialización, como fue evidente en el año 2011. Si como consecuencia del balance entre las Solicitudes de Compra y la Oferta de PTDVF en alguno de los puntos de entrada al SNT resulta que la asignación de gas debe ser realizada mediante subasta, debería aplicarse el diseño existente en la Resolución GREG 089 de 2014. De otro lado, en nuestro concepto, la asignación de gas mediante negociaciones directas no debe carecer de reglas, sino que debe conminar a los productores a realizar dicha asignación basada en el criterio de eficiencia económica citado anteriormente.

Al final, consideramos que la estandarización de contratos debería dejar de lado cualquier tipo de discriminación por tipo de demanda y que el único criterio que defina la asignación sea la variable precio.

Por lo anterior, consideramos que el ajuste realizado al artículo 24de la Resolución GREG 089 de 2014, cambiando el escenario de demanda para efecto balance de la URME no resuelve la Incertidumbres generadas por el esquema y la asimetría de Información”.

Respuesta

En relación con su comentario se tiene que la decisión del mecanismo de comercialización fue objeto de análisis. El resultado es el que se encuentra contenido en la Resolución CREG 089 de 2013 y los respectivos análisis en el Documento CREG 063 de 2013.

En materia de las razones que justifican que se tome el escenario de demanda media ver la respuesta al comentario 1a del numeral 2.6.

2. Andesco

a. "Indexación de precios

Andesco reitera que el mecanismo de actualización de precio de gas natural previsto en el Anexo 4 de la Res CREG 089 de 2013, genera inconvenientes a largo plazo respecto a la evolución de los precios pactados en el mercado de comercialización mayorista.

En adición, esta Asociación señala la complejidad de plantear desde la regulación una propuesta de indexación que surja del consenso entre los compradores y vendedores, lo cual, en las condiciones presentadas según balance de la UPME, existe oferta insuficiente de largo plazo, ausencia suficiente de competencia en la oferta, arbitraje mediante fijación de precios de combustibles sustitutos; y a pesar de los esfuerzos de la demanda térmica y no térmica, representada en ANDESCO y otros gremios¹, aún no ha sido posible consensuar una propuesta con los productores sobre el indexador de precios

Tal como ANDESCO ha señalado en diferentes foros sectoriales, se sugiere que la Comisión establezca el esquema de indexación de precios, acorde con los principios de:

- Neutralidad: Indicadores con los cuales ninguna de las partes tendrá una ventaja o una posición estratégica.
- Transparencia en el esquema de formación de precio para el indexador empleado.
- Publicidad oportuna de la información. La periodicidad de publicación de la información favorece al uso oportuno del indicador para la actualización de los precios".

Respuesta

Ver respuesta al comentario 3a del numeral 2.10.

b. "En el marco de lo previsto en el Artículo 4º de la res CREG 100/14, se sugiere permitir la contratación en el corto plazo por encima de la Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP). Lo anterior, dado que operativamente existen condiciones particulares que permiten que un gasoducto pueda ofrecer una capacidad superior a la CMMP (como la ubicación de la demanda que realiza las nominaciones en el corto plazo, pérdidas, entre otras) y que en la actualidad no puede ser asignada.

Por esta razón, estimamos pertinente plantear que debe abrirse la posibilidad de generar una flexibilidad para los contratos de corto plazo, de tal forma que la capacidad contratada pudiera ser superior a la CMMP, siempre garantizando las condiciones operativas seguras y confiables para el sistema de transporte y respetando los contratos firmes suscritos.

Se deben establecer los mecanismos para que no se afecten las condiciones de precio en el mercado secundario por las capacidades ya contratadas y que hacen parte de la CMMP comprometida por parte del transportador”.

Respuesta

Ver respuesta al comentario 3a del numeral 2.10.

- c. *“Es importante que se revisen los mecanismos para ajuste de cuentas de balance, entre transportadores y sus remitentes. Lo anterior, aplicará tanto variaciones de salida negativas como variaciones de salida positivas entre los agentes. En todo caso, se deberán respetar las condiciones pactadas contractualmente entre el transportador y los remitentes.*

Al respecto, se sugiere que en el marco de lo dispuesto en el Art 21 del Decreto MME 2100 de 2011, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO-GAS) le proponga a la CREG los Protocolos y Acuerdos operativos sobre esta materia”.

Respuesta

Ver respuesta al comentario 3a del numeral 2.10.

- d. *“Es importante poner en conocimiento de la Comisión que existen situaciones en las cuales el remitente no cuenta con suministro de gas y como consecuencia de ello, (en aplicación del parágrafo 3º del artículo 14 de la Resolución CREG 089 de 2013) el transportador no puede autorizar nominaciones de capacidad de transporte.*

Por lo anterior, recomendamos complementar el mencionado artículo, para que en el caso que el remitente no cuente con suministro en el Punto de Entrada (las nominaciones aprobadas en suministro son 0), dicho remitente no pueda tomar gas del sistema, en el caso de que el agente tome gas, que el transportador pueda suspender el servicio para evitar que esto ocurra. (Esto evita que un remitente sin suministro tome gas del sistema cuando no es propietario del mismo)”.

Ver respuesta al comentario 3a del numeral 2.10 de este documento. Sin embargo, es pertinente señalar que de presentarse la situación expuesta ésta se trataría de una violación de la regulación y en consecuencia no hace sentido ajustar la regulación.

3. Empresas Públicas de Medellín EPM

- a. "(A)provechamos la oportunidad para sugerirle a la Comisión que estudie la posibilidad de permitir para el mercado primario, adicional a lo establecido en la Resolución CREG 089 de 2013, contratos por un periodo intermedio entre uno y cinco años, de tal manera que los agentes cuenten con una mayor flexibilidad para atender sus requerimientos, sin desvirtuar el propósito de tener contratos estandarizados que le generen liquidez al mercado".

Respuesta

Con respecto a su comentario de manera atenta le informamos que éste no es objeto de análisis en la propuesta de la Resolución CREG 100 de 2014. En consecuencia en este documento sólo nos pronunciamos sobre del contenido de la propuesta.

- b. "Finalmente, si bien se ha vendido trabajando con los diferentes, agentes del sector procurando encontrar un mecanismo eficiente para la indexación de los contratos a largo plazo, hasta el momento no se ha logrado concretar una única posición al respecto, por lo que insistimos en la necesidad que la Comisión adopte un indexador eficiente que esté acorde con las características del mercado de gas en Colombia, que no dependa exclusivamente de la contratación bilateral a un año y que sea neutral para garantizar que ninguna de las partes obtenga una ventaja en el indexador, para favorecer sus intereses".

Respuesta

Ver respuesta al comentario 3a del numeral 2.10.

4. Industriales

- a. "Teniendo en cuenta que el indexador está relacionado con los contratos a largo plazo y que las partes se contratan a largo plazo no solamente para asegurar el suministro del bien sino para influir en la definición de su precio futuro, el indexador debe estar estructurado teniendo en cuenta los siguientes principios fundamentales:

No debe permitir que los precios de largo plazo dependan únicamente de las transacciones de corto plazo.

Debe de dar señales de precios de largo plazo que generen incentivos a nuevos consumos además de a mantener los existentes. Es decir el indexador debe permitir poder proyectar en forma razonable el precio del gas.

Debe de ser neutral. Es decir, ninguna de las partes deberá poder generar una ventaja o una posición dominante sobre el indexador para favorecer sus intereses, especialmente si alguna de ellas tiene posición monopólica como es el caso de la oferta en el mercado colombiano.

Debe generar transparencia en el esquema de formación de precios.

Debe reflejar el costo de oportunidad del gas natural.

Ninguna de las cuatro primeras características anteriores las tiene el indexador actual. Es fundamental hacer un cambio radical hacia un esquema que garantice los aspectos anteriores.

La CREG ha manifestado públicamente el deseo que haya un consenso entre las partes sobre la materia. Sin embargo, es fundamental que en caso de que por posición de los productores ésto no sea factible, la CREG y las autoridades competentes deben modificar lo existente en forma directa por ser altamente inconveniente.

Se presenta la siguiente propuesta que cumple con los fundamentales anteriormente descritos:

50%	<i>Componente Gas Nacional que tenga en cuenta no solamente los contratos que se transen a un año en un determinado año sino todos los contratos que se transen de corto y de largo plazo para ese año.</i>	50%	<i>Variación de un indicador internacional líquido. Ej. WTI".</i>
-----	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----	-------------------------------------------------------------------

Respuesta

Ver respuesta al comentario 3a del numeral 2.10.

b. "Artículo 3. Definiciones

Situación vigente GREG

En las definiciones de los tipos de contratos de opción de compra de gas – OCG, contrato de opción de compra de gas contra exportaciones – OCGX, contrato de opción de compra de transporte – OCT, contrato de suministro con firmeza condicionada – CFC, contrato de suministro de contingencia – CSC, contrato de transporte con firmeza condicionada – CFCT, contrato de transporte de contingencia – CTC y contrato firme o que garantiza firmeza – CF, se menciona que se "...garantiza el suministro de una cantidad máxima..."

Es decir, todas las definiciones mencionadas anteriormente tienen en común la restricción de una cantidad fija a contratar, durante la vigencia del contrato.

Comentarios y Propuesta de los industriales

Es necesario poder contar con la posibilidad de negociar diferentes cantidades anuales durante el periodo a contratar. Las razones en que se soporta esta petición son:

- Existen campos importantes que presentan declinación en el horizonte de los cinco años de análisis que no permiten considerar ofertas uniformes en el tiempo.
 - Existen cambios de propiedad entre los dueños de los campos como el caso de Cusiana entre Equión y Ecopetrol que no les permiten considerar ofertas uniformes en el tiempo.
 - Existen demandas variables por parte de los usuarios en donde se puede plantear la entrada de nuevos consumos en el futuro y es necesario conocer las condiciones de compra del gas desde el momento presente para acometer el proyecto.
- : Esta restricción no solamente está produciendo claras ineficiencias contractuales sino que está trasladando la existencia de un potencial déficit futuro al momento presente".

Respuesta

Ver respuesta al comentario 3a del numeral 2.10.

- c. "Artículos 26 y 28. Contratos objeto de la negociación directa durante un periodo definido y Contratos objeto de la negociación mediante subasta

Situación vigente GREG

"...los contratos celebrados sólo podrán tener duración de uno (1), cinco (5) o más de cinco (5) años. Los contratos deberán tener como fecha de inicio del suministro..."

Comentarios y Propuesta de los industriales

Por las razones expuestas anteriormente en el literal b de este numeral 10 debe poderse contar con la posibilidad de negociar a un plazo intermedio. Al menos a 3 años".

Respuesta

Ver respuesta al comentario 3a del numeral 2.10.

5. Isagen

- a. "Consideramos adecuada y necesaria la modificación que se hace con el fin de permitir que los usuarios no regulados puedan participar como compradores en el mercado secundario en general y en el mercado úselo o véndalo en particular.

Sin embargo, es importante llamar la atención de la CREG sobre una problemática actual en el gasoducto Ballena Barrancabermeja, el cual presenta una capacidad de transporte contratada en firme que de acuerdo con la disponibilidad de gas en suministro no se podrá utilizar en el mediano plazo por los remitentes, y por lo que consideramos importante presentar la siguiente propuesta:

20

- La Resolución CREG 126 de 2010, Artículo 8 Gastos de Administración, operación y mantenimiento, numeral 8.5.3 Gastos Asociados al Gas de Empaquetamiento, establece que al transportador se le reconocerá el gasto en el gas de empaquetamiento de acuerdo con la metodología que allí se define.
- Los transportadores deben contratar en firme el gas que requieren para operar sus gasoductos (gas de empaquetamiento) por tratarse de demanda esencial.
- De acuerdo con la definición de Contratos Firmes establecida en el Artículo 3 de la Resolución CREG 089 de 2013, este tipo de contratos no generan cantidades deficitarias por el gas contratado y no consumido en cada día de gas.
- Existen gasoductos que aunque tienen contratada en un 100% su capacidad primaria no están transportando su máxima capacidad en los días de operación normal, como es el caso del gasoducto Ballena – Barrancabermeja, en especial porque no hay suministro de gas en firme para usar la capacidad contratada. Ver gráfica siguiente⁷ para la semana del 8 al 14 de junio (incluye generación excepcional de Termosierra con gas Guajira de exportación):

(...)

Lo anterior implica que el gas contratado en firme por los transportadores para operar el 100% de la capacidad de los gasoductos no se usa y, por tratarse de contratos firmes, se paga a los productores de gas en su totalidad sin que tampoco se esté ofreciendo al mercado, por su parte los remitentes que contrataron el transporte en firme siguen pagando este gas como un costo fijo de AOM de acuerdo con la capacidad contratada en el gasoducto.

Propuesta

Ante la imposibilidad y falta de incentivos que tienen los transportadores para optimizar el costo del gas de operación de los compresores, respetuosamente solicitamos a la Comisión considerar la posibilidad de que los transportadores, como todos los demás agentes que compran gas firme, pongan estas cantidades de gas que no se utilizan a disposición del mercado secundario a través de las subastas de úsalo o véndalo.

Además de lo anterior, como el costo de este gas está siendo reconocido al transportador en los costos fijos de AOM que remuneran los remitentes que han contratado en firme la capacidad de transporte de cada gasoducto, los ingresos obtenidos de la venta del gas de empaquetamiento y operación en las subastas del úsalo o véndalo deberían trasladarse a la demanda, a prorrata de la capacidad firme contratada no usada, por ejemplo, como un menor valor en los costos fijos de AOM que cada transportador facturará a sus remitentes primarios”.

Respuesta

Ver respuesta al comentario 3a del numeral 2.10.

⁷ Gráfica tomada del informe semanal: “Gas Natural: La Semana en Cifras Concentra” de Concentra – Inteligencia en Energía.

6. Ecopetrol

- a. "En línea con los principios de eficiencia, neutralidad y transparencia aplicables a la resolución propuesta, solicitamos establecer que el cobro de las variaciones de salida sea de manera diaria y no horaria, en virtud de las siguientes consideraciones:
1. La actual excepción dada a través del Artículo 3 de la Resolución 089/13 a los distribuidores, donde las variaciones de salida será el valor absoluto de la diferencia para un día.
 2. El proyecto presentado en la resolución 100/14, el cual establece que contra el agente térmico no habrá cobro de variación de salida horaria siempre y cuando éste realice la respectiva renominación como consecuencia de un redespacho".

Respuesta

Se aclara que la excepción para los distribuidores, consistente en calcular las variaciones a nivel diario, se estableció en el reglamento único de transporte de gas natural, RUT, adoptado en 1999. Es decir, este no es un asunto que se adoptó por primera vez mediante la Resolución CREG 089 de 2013.

Con respecto a la excepción propuesta en la Resolución CREG 100 de 2014 para los generadores térmicos se aclara que uno de los requisitos para dicha excepción es que el productor-comercializador y el transportador hayan aprobado la respectiva renominación. Cuando esto sucede, y para efectos regulatorios, no se configura variación durante el período previo en que la energía tomada fue mayor o menor a la energía autorizada. En todo caso, esto no tiene ninguna relación con la forma como se calcula la variación (i.e. diaria u horaria).

Cambiar el cálculo de variaciones a nivel horario por uno de variaciones a nivel diario se considera un cambio de fondo al RUT que podría tener implicaciones operativas en el suministro y el transporte de gas. Para estos casos la regulación prevé la asesoría del CNO-Gas, y a la fecha la Comisión no identifica planteamiento alguno del CNO-Gas en el sentido de calcular las variaciones a nivel diario para todos los remitentes. En tal sentido no hay lugar a aceptar lo planteado en comentario transcritto.

- b. "Igualdad de condiciones entre los distintos tipos de agentes para la aplicación de las variaciones de salida:

Sugerimos establecer que las variaciones de salida de manera diaria sean aplicadas a todos los agentes comercializadores de gas natural, considerando que la excepción dada a los distribuidores, en nuestro concepto no está alineada con los principios de eficiencia, neutralidad y transparencia aplicables a la resolución, debido a que los distribuidores pueden atender cualquier tipo de demanda y los demás agentes comercializadores no cuentan con las mismas condiciones, teniendo en cuenta la aplicación de las variaciones de salida de manera horaria.

XV

Las desviaciones de salida de manera diaria son una herramienta necesaria para el buen funcionamiento del sistema de suministro y transporte. El no tenerlas provoca inconvenientes como el incremento en los desbalances operativos en contra de los productores, restricciones de suministro de gas en los campos de producción por condiciones de sobrepresión en el gasoducto, posibles salidas no programadas o daños en equipos críticos del proceso y los riesgos a la integridad de las personas y a las plantas que genera el operar en condiciones críticas, entre otros. En este sentido el día 28 de julio del presente año, fue remitido a ustedes copia de la comunicación enviada a TGI al respecto, donde se evidencia la problemática descrita".

Respuesta

Ver respuesta al comentario 6a del numeral 2.10.

- c. "Declaración de la suspensión del suministro en cantidades de energía y no en horas:

Solicitamos contabilizar la interrupción del suministro en cantidades de energía resultantes de multiplicar la cantidad contratada por los días de interrupción y no en horas como está establecido en el artículo 13 de la resolución 089/13, dado que los mantenimientos si bien están previstos en horas, estos se establecen en función de las cantidades que no se tendrán disponibles para cada agente.

Adicionalmente sus consumos pueden no ser uniformes durante las 24 horas del día, por lo tanto la información más adecuada para su planeación obedece a las cantidades de gas que se podrán entregar, más que las horas en las que se realizará el mantenimiento".

Respuesta

Ver respuesta al comentario 3a del numeral 2.10.

- d. "Comercialización de excedentes en el mercado primario cuando existan declaraciones de Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y eventos eximidos de responsabilidad por parte de los compradores:

Continuamos viendo un inconveniente en la Resolución CREG 089/13 asociado al gas que sobraría cuando los compradores del mismo declaren al tendero, Eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña y Eventos eximidos de responsabilidad. En esos casos, el gas no sería comercializado bajo el procedimiento úselo o véndalo por parte de los compradores, dado que tienen suspendidas sus obligaciones de compra por lo cual no lo nominarían al tendero, y quedaría sin comercializar. La Resolución debería prever que ese gas liberado por los compradores, pueda ser comercializado por el tendero, para beneficio de la demanda que lo requiera. Lo anterior para estimular los principios de transparencia y liquidez sobre los cuales se soportó la Resolución y explicados en el documento soporte de la misma".

Respuesta

Ver respuesta al comentario 3a del numeral 2.10.

- e. "Comercialización de gas importado por gasoducto a los generadores térmicos en cualquier momento del año.

Solicitamos que los Comercializadores de gas importado, sin discriminar el tipo de tecnología, tengan el mismo tratamiento del que trata el literal a. del numeral 2 del Artículo 22 de la Resolución, dado que no vemos ningún argumento para restringir esa posibilidad sólo a gas natural licuado (GNL)".

Respuesta

Ver respuesta al comentario 3a del numeral 2.10.

- f. "Indexación del gas importado cuando éste se comercialice bajo las reglas de la Resolución GREG 089/13

Teniendo en cuenta lo establecido en el Anexo 4 Actualización de precios de la Resolución GREG 089/13, que establece la fórmula para actualizar los precios pactados en los contratos de suministro bajo las modalidades firme, de firmeza condicionada y de opción de compra para el gas nacional, solicitamos que dicho indexador no sea el usado para el gas importado.

Lo anterior debido a que en los contratos de importación, los cambios en el precio del gas al que están expuestos los Agentes Importadores depende de las condiciones de indexación que hayan pactado con terceros en sus contratos de suministro. Los Agentes Importadores no pueden absorber el riesgo del cambio en el precio del gas debido al indexador anual que se establece en la mencionada Resolución, en sus contratos de venta, de la misma forma que hoy, los Distribuidores comercializadores no asumen riesgos de cambio en el precio del gas, pudiendo trasladar el componente del suministro directamente al usuario final.

En el caso del GNL, el indexador puede obedecer a condiciones del mercado internacional de GNL involucrando el suministro más el transporte marítimo, variables que pueden cambiar, incluso para cada cargamento

En el caso de Ecopetrol en relación con el gas que importará desde Venezuela a través de gasoducto, considerando que es un contrato de importación firmado con PDVSA con anterioridad a la entrada en vigor de la resolución GREG 089/14 tiene una forma de actualización de precios que no se corresponde con la establecida en la regulación".

Respuesta

Ver respuesta al comentario 3a del numeral 2.10.

7. Industriales

- a. "Adicionalmente, se solicita que en los numerales 5 y 6 del anexo 3 de la Res CREG 089, relacionados con las 'Compensaciones con variaciones de salida que superan el 5%', la fórmula de penalidad sea corregida para que ésta se aplique sobre el porcentaje de desviación del 5% y no sobre el porcentaje total de dicha desviación. Es decir, si un usuario se desvía el 7% de su cantidad aceptada y da lugar a penalidad, ésta debe aplicarse sobre el 2% y no sobre el 7%.

Por los motivos señalados en el literal a anterior, la definición de 'Las variaciones de salida' que se encuentra en la Resolución CREG 089 definida de la siguiente manera:

'Variaciones de salida: valor absoluto de la diferencia entre la cantidad de energía autorizada y la cantidad de energía tomada en un punto de salida para cada hora. En el caso de los distribuidores será el valor absoluto de la diferencia para un día'.

Se debe modificar así:

'Variaciones de salida: valor absoluto de la diferencia entre la cantidad de energía autorizada y la cantidad de energía tomada en un punto de salida para cada hora. En el caso de los distribuidores y usuarios No Térmicos será el valor absoluto de la diferencia para un día'.

Esta solicitud también tiene razones de tipo práctico y económico relacionados con el montaje y supervisión de los equipos de control horario con respecto al diario".

Respuesta

En la página 350 del documento CREG 063 de 2013, soporte de la Resolución CREG 089 de 2013, se anota que las compensaciones cumplen dos propósitos, a saber: i) desincentivar las variaciones que puedan causar dificultades operativas; y ii) promover el desarrollo del proceso diario úselo o vándalo. Se considera que estos propósitos se pueden comprometer si el porcentaje sobre el que se aplica la compensación es la diferencia entre la variación y el umbral del 5% establecido por regulación. En ese sentido no se acoge la propuesta de los industriales.

Con relación al cálculo de la variación de salida a nivel diario para los usuarios no térmicos favor remitirse a la respuesta del comentario 6a del numeral 2.10 del presente documento.

8. TGI

- a. "Adicionalmente, aprovechamos la oportunidad para realizar las siguientes observaciones y sugerencias en relación a ajustes a la Resolución OREG 089 de 2013, que consideramos pertinentes para buscar la mayor eficiencia en las operaciones desarrolladas en el mercado.

Los párrafos 1 y 2 del artículo 4 de la Resolución CREG 089 de 2013, establecen la restricción de que la capacidad contratada no pueda ser superior a la Capacidad Máxima de Mediano Plazo(CMMP), que es una medida adecuada para el mediano y largo plazo. Sin embargo, operativamente existen condiciones particulares que permiten que en el corto plazo un gasoducto pueda ofrecer una capacidad superior a la (CMMP) como la ubicación de la demanda que realiza las nominaciones en el corto plazo, pérdidas, entre otras y que en la actualidad no puede ser asignada. Por esta razón, consideramos que debe abrirse la posibilidad de generar una flexibilidad para los contratos de corto plazo, de tal forma que la capacidad contratada pudiera ser superior a la CMMP, siempre garantizando las condiciones operativas seguras y confiables para el sistema de transporte".

Respuesta

Ver respuesta al comentario 3a del numeral 2.10.

b. "En cuanto a los tiempos establecidos para los eventos eximentes de responsabilidad, estimamos pertinente que se aclare que estos aplican por punto de salida, aunque se encuentren en un mismo contrato. Lo anterior se justifica en cuanto el Artículo 18 de la Resolución CREG 089 de 2013 establece que la duración permisible de suspensiones del servicio aplica por contrato, limitándola la posibilidad de que un solo contrato tenga varias rutas, pero las obligaciones se apliquen a cada una de ellas de manera particular. Esta situación origina un importante desgaste administrativo para los agentes, ya que se deben firmar contratos con un mismo remitente para cada ruta empleada, generando, en el caso de 701, un aumento aproximado en los contratos celebrados de 10 veces, pasando de 78 contratos antes de la expedición de la Resolución a más de 740 en la actualidad.

Situación similar a la anterior, se presenta debido a lo establecido en el artículo 8 y el parágrafo 4 del artículo 9 de la Resolución CREG 089 de 2013, donde se determina que las capacidades contratadas no pueden ser diferentes a lo largo del periodo de vigencia del contrato. Esta situación no tiene en cuenta las demandas incrementales que presentan los diferentes agentes dentro de sus proyecciones de crecimiento y que teniendo en cuenta la naturaleza de largo plazo de los contratos de transporte, deberían ser incluidos en un solo documento. En la actualidad, los agentes han debido solicitar diferentes contratos para cada capacidad proyectada en el largo plazo, generando la misma situación descrita de un aumento sustancial en el número de contratos celebrados y sin lograr el objetivo de mantener una capacidad constante contratada en el largo plazo.

Por lo anterior, estimamos pertinente ajustar la regulación para que la misma sea flexible ante la variabilidad en las capacidades contratadas durante el periodo de vigencia de los contratos de transporte".

Respuesta

Ver respuesta al comentario 3a del numeral 2.10.

c. "Finalmente, consideramos importante poner en su conocimiento que existen situaciones en las cuales el remitente no cuenta con suministro de gas y como consecuencia de ello, en aplicación del parágrafo 3 del artículo 14 de la Resolución CREG 089 de 2013, el transportador no puede autorizar nominaciones de capacidad de transporte. Por lo anterior, recomendamos complementar el mencionado artículo, de tal forma que en el caso que el remitente no cuente con suministro en el Punto de Entrada (las nominaciones aprobadas en suministro son 0), el remitente no podrá tomar gas del sistema. En caso de que el agente tome gas, el transportador podrá tomar medidas para evitar que esto ocurra. Lo anterior evita que un remitente sin suministro tome gas del sistema cuando no es propietario del mismo".

Respuesta

Ver respuesta al comentario 3a del numeral 2.10. Sin embargo, es pertinente señalar que de presentarse la situación expuesta ésta se trataría de una violación de la regulación y en consecuencia no hace sentido ajustar la regulación.

3. ANÁLISIS EN EL MARCO DEL ARTÍCULO 7 DE LA LEY 1340 DE 2012

En desarrollo de lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2012, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo expidió el Decreto 2897 de fecha 5 de agosto de 2010, en el que determinó las autoridades que deben informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre los proyectos de acto administrativo que se proponen expedir con fines de regulación, así como las reglas aplicables para la rendición por parte de esa Superintendencia del concepto previo a que hace referencia el artículo 7 de la Ley 1340 de 2012. En desarrollo de lo establecido por el artículo 5° del Decreto 2897 de 2010, la Superintendencia de Industria y Comercio adoptó mediante Resolución 44649 de 2010 el cuestionario para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los proyectos de actos administrativos expedidos con fines regulatorios a que hace referencia el citado artículo del Decreto 2897 de 2010.

La CREG efectuó el análisis correspondiente, encontrando que no se hace necesaria su remisión a la Superintendencia de Industria y Comercio para los fines antes anotados. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que el acto administrativo solo hace coincidir unas fechas con la entrada en operación del gestor del mercado.

A continuación se presenta el análisis efectuado por la CREG, con base en el cuestionario adoptado por la SIC:

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO, SIC

**CUESTIONARIO EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA
DE LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS**

OBJETO DE REGULACIÓN: Modificación de la Resolución CREG 089 de 2013

No. DE RESOLUCIÓN O ACTO: 122

COMISIÓN O ENTIDAD QUE REMITE: COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG

RADICACIÓN: _____

Bogotá, D.C. _____

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
1.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:	X			
1.1	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.	X			
1.2	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.	X			
1.3	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.	X			
1.4	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.	X			
1.5	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.	X			

1.6	Incrementa de manera significativa los costos:	<input checked="" type="checkbox"/>		
1.6.1	Para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o	<input checked="" type="checkbox"/>		
1.6.2	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.	<input checked="" type="checkbox"/>		
2^a.	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:	<input checked="" type="checkbox"/>		
2.1	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.	<input checked="" type="checkbox"/>		
2.2	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos	<input checked="" type="checkbox"/>		
2.3	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.	<input checked="" type="checkbox"/>		
2.4	Exige características de calidad de los productos, en particular si resultan más ventajosas para algunas empresas que para otras.	<input checked="" type="checkbox"/>		
2.5	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.	<input checked="" type="checkbox"/>		
2.6	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.	<input checked="" type="checkbox"/>		
2.7	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su firma de organización industrial.	<input checked="" type="checkbox"/>		



2.8	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas-		X		
3^a.	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
3.1	Genera un régimen de autorregulación o corregulación.		X		
3.2.	Exige o fomenta el intercambio de información entre competidores o la publicación de información sobre producción, precios, ventas o costos de las empresas.		X		
3.3.	Reduce la movilidad de los clientes o consumidores entre competidores mediante el incremento de los costos asociados con el cambio de proveedor o comprador.		X		
3.4	Carece de claridad suficiente para las empresas entrantes sobre las condiciones para entrar u operar.		X		
3.5	Exime una actividad económica o a unas empresas estar sometidas a la ley de competencia.		X		
4.0	CONCLUSIÓN FINAL		X	El acto administrativo ajusta unos elementos específicos que tienen la misma vocación de la Resolución 089 de 2013.	