



**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**ANÁLISIS DE LOS COMENTARIOS A LA  
PROPUESTA DE LA RESOLUCIÓN CREG 034  
DE 2015**

**- Compensaciones por Variaciones de  
Salida en el SNT -**

**DOCUMENTO CREG-056**  
5 de junio de 2015

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE  
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y  
GAS.**

ck

## TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO .....	114
1. ANTECEDENTES.....	115
2. COMENTARIOS RECIBIDOS .....	115
3. COMENTARIOS Y ANÁLISIS.....	116
3.1 COMENTARIOS GENERALES .....	116
3.2 ARTÍCULO 1 - MODIFICACIÓN DE LA DEFINICIÓN DE VARIACIÓN DE SALIDA.....	134
3.3 ARTÍCULO 2 - MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 54 DE LA RESOLUCIÓN CREG 089 DE 2013.....	142
3.3.1 Comentarios generales.....	142
3.3.2 Parágrafo 1 – Liquidación de compensaciones .....	153
3.3.3 Parágrafo 2 - Metodología para determinar de manera objetiva los remitentes a los que un transportador les incumple por cuenta de las variaciones de salida .....	155
3.3.4 Parágrafo 3 – Puntos de salida con mediciones comunes a varios remitentes .....	157
3.3.5 Parágrafo 4 – Variaciones de salida negativas.....	159
3.3.6 Parágrafo 5 – Variaciones de salida positivas .....	172
3.3.7 Parágrafo 6 – Variaciones de salida negativas causadas por generadores térmicos .....	183
3.3.8 Parágrafo 7 – Acuerdos de asignación de mediciones comunes a varios remitentes .....	190
3.3.9 Parágrafo 8 – Desbalances acumulados .....	191
3.3.10 Parágrafo 9 – Variaciones de salida de usuarios regulados .....	195
3.4 ARTÍCULO 3 - MODIFICACIÓN DEL ANEXO 3 DE LA RESOLUCIÓN CREG 089 DE 2013 .....	196
4. ANÁLISIS EN EL MARCO DEL ARTÍCULO 7 DE LA LEY 1340 DE 2009 ...	199

OK 

## ANÁLISIS DE LOS COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE LA RESOLUCIÓN CREG 034 DE 2015

### - Compensaciones por variaciones de salida en el SNT -

#### 1. ANTECEDENTES

Mediante la Resolución CREG 034 de 2015 la Comisión ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general que propone adoptar, "Por la cual se modifica el Artículo 54 y el Anexo 3 de la Resolución CREG 089 de 2013, y se dictan otras disposiciones sobre desbalances en el sistema nacional de transporte de gas natural". Al considerar 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, el día 1 de abril de 2015 la CREG publicó la respectiva resolución de consulta en el Diario oficial No. 49.471 y en la página web de la Comisión.

En la Resolución CREG 034 de 2014 se propusieron reglas aplicables a compensaciones por variaciones de salida y a desbalances en el sistema nacional de transporte de gas natural, SNT.

En este documento se analizan los comentarios recibidos de los interesados y se presentan los ajustes que surgen de estos análisis a la propuesta de la Resolución CREG 034 de 2015.

#### 2. COMENTARIOS RECIBIDOS

Durante el período de consulta de la Resolución CREG 034 de 2015 se recibieron comentarios de los siguientes agentes o participantes del mercado:

Empresa	Número de radicado
Promigas S.A. E.S.P.	E-2015-003534/3574/4040
Asociación Colombiana de Gas Natural -Naturgas-	E-2015-003667
Unifund S.A.S. E.S.P.	E-2015-003690
MC2 S.A.S. E.S.P.	E-2015-003869
Termobarranquilla S.A. E.S.P.	E-2015-003915
ISAGEN S.A. E.S.P.	E-2015-003946/4097
Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P. -Gecelca-	E-2015-003975/4400
Gases del Caribe S.A. E.S.P.	E-2015-003979
Gas Natural S.A. E.S.P.	E-2015-004024
Chevron Petroleum Company	E-2015-004029
Groupe SEB Colombia	E-2015-004031
Productos Familia S.A.	E-2015-004032
Alfagres S.A.	E-2015-004033
Ingredion Colombia S.A.	E-2015-004034
Emma y Cia S.A.	E-2015-004035

Empresa	Número de radicado
Seatech International Inc.	E-2015-004037
Cristalería Peldar S.A.	E-2015-004038
Sociedad Industrial de Grasas Vegetales SIGRA S.A.	E-2015-004039
Emgesa S.A. E.S.P.	E-2015-004043/4420
Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales -Asoenergía-	E-2015-004045
Papeles y cartones S.A. -Papelsa-	E-2015-004047
Inversiones de Gases de Colombia S.A. - Invercolsa-	E-2015-004049
Transportadora de Gas Internacional - TGI S.A. E.S.P.	E-2015-004050
Ecopetrol S.A.	E-2015-004053
Aluminio Nacional S.A. -Alumina-	E-2015-004054
Corona Industrial S.A.S.	E-2015-004055
Gases de Occidente S.A. E.S.P.	E-2015-004056
Mansarovar Energy Colombia Ltd.	E-2015-004057
Postobón S.A.	E-2015-004059
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	E-2015-004062
Celsia S.A. E.S.P.	E-2015-004063
Asociación Nacional de Empresas Generadoras - ANDEG-	E-2015-004064
Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico	E-2015-004066
Efigas S.A. E.S.P.	E-2015-004069
Surtigas S.A. E.S.P.	E-2015-004070

### 3. COMENTARIOS Y ANÁLISIS

Los comentarios recibidos por los agentes se presentan agrupados por temas como se indica a continuación:

#### 3.1 COMENTARIOS GENERALES

##### i) Promigas S.A. E.S.P.

*"(...) recomendamos a la CREG implementar un sistema de umbrales o estados operacionales basado en las presiones normales y mínimas de operación de los sistemas de transporte, que considere los lapsos en que las variaciones de salida pueden ser permitidas, previa coordinación con el transportador, y aquellos otros en que debe asegurarse que los remitentes tomen exclusivamente las Cantidades de Energía Confirmadas, todo esto con un carácter preventivo de la regulación sin caer en excesos de sobre protección para el transportador, pero tampoco sin entrar en la laxitud de lo establecido en la regulación para consulta. En el anexo 1 explicamos estos*

umbrales que consideramos vuelven objetiva la aplicación de las compensaciones por variaciones.

(...)

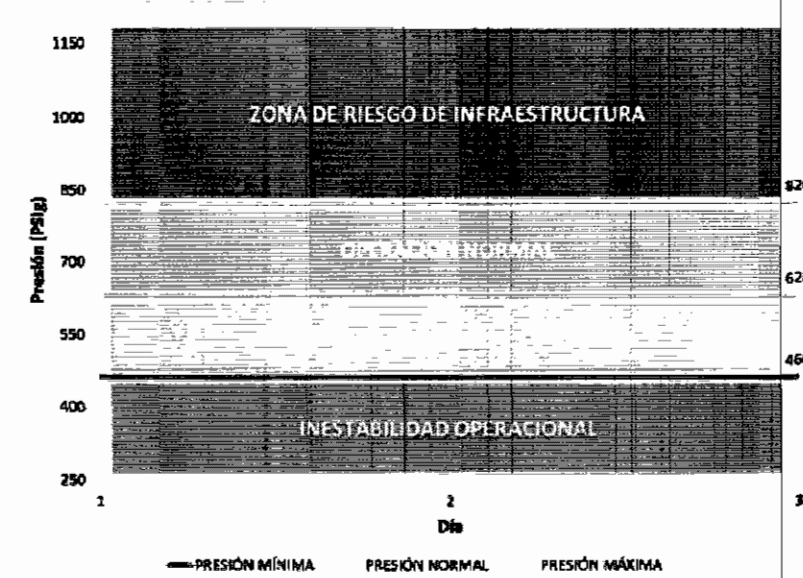
Finalmente, queremos reiterar muy respetuosamente que esta medida no debe aplazarse, por la sentida necesidad de su aplicación en los sistemas de transporte en donde es clave mantener la estabilidad operacional en todos los escenarios operativos.

(...)

## ANEXO 1

### "CONTROL DE VARIACIONES DE SALIDA EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE"

Existirán tres zonas de operación, asociadas a los puntos de referencia que defina el transportador. Estas zonas serán identificadas con los siguientes colores: Roja (Inestabilidad Operacional), Amarilla (Control de variaciones de salida) y Verde (normal). Las zonas para cada punto de referencia estarán relacionadas con la presión de operación del sistema de transporte, considerando las presiones normales y mínimas de operación en cada punto de referencia. Las zonas operativas de presión estarán identificadas de la siguiente manera:



- Zona Azul: Para presiones por encima de la máxima presión efectiva definida por el transportador (NTC 3838).
- Zona Verde: para presiones por encima de la presión de operación promedio del punto de referencia en el último año.
- Zona Amarilla: Para presiones entre la máxima presión de la zona roja y la presión normal de operación registrada por el transportador para el punto de referencia.

*[Firma manuscrita]*  
OK

- *Zona Roja: El límite superior de la zona roja para el referido punto de referencia será el valor mínimo requerido por el transportador que permita cumplir las obligaciones con todos los remitentes. En esta zona el sistema de transporte no está operacionalmente estable, puesto que las presiones no se encuentran dentro de los rangos técnicamente admisibles que permiten al transportador cumplir con sus obligaciones con todos los remitentes”.*

### **Respuesta**

Se entiende que la propuesta de Promigas implica aplicar compensaciones por variaciones de salida cuando la presión en el(los) punto(s) de referencia del sistema de transporte esté(n) en la 'zona amarilla'. Es decir, todos los remitentes que incurran en variación negativa en la zona de influencia del punto de referencia (e.g. un grupo de gasoductos o en todo el sistema de transporte) estarían sujetos al cobro de la compensación por variación negativa. Esta propuesta implicaría cobrar compensaciones antes de que se presente daño a terceros (i.e. suspensión del servicio a otros remitentes por baja presión).

La propuesta de Promigas tiene dos aspectos relevantes para analizar, a saber: i) la posibilidad de cobrar compensaciones sin que se haya presentado un daño a terceros, y ii) fijación de las zonas de operación.

### **Cobro de compensación sin que se haya causado daño a terceros**

Con respecto al cobro de compensaciones por variaciones que no hayan causado daño a terceros se debe tener en cuenta el siguiente análisis jurídico:

De acuerdo con la doctrina se entiende por *responsabilidad civil* la obligación que tiene una persona natural o jurídica de cumplir con una obligación de dar, hacer o no hacer o de reparar el daño que efectivamente se le ha causado a otro por una conducta realizada, que genera normalmente el pago de una indemnización de perjuicios.

Ahora bien, existen situaciones en que esa obligación de resarcir el perjuicio recae en una persona distinta a la que realizó la conducta, caso que la doctrina denomina la *responsabilidad por hechos ajenos*.

De otra parte, la *responsabilidad civil* puede ser clasificada como contractual o extracontractual, entendido por la primera como la trasgresión de una norma jurídica que es una obligación que va inmersa dentro de un contrato, es decir cuando de por medio se encuentra la declaración de la voluntad de las partes y la segunda, cuando no se encuentra inmersa la voluntad de las partes y puede ser delictual o penal (delito), cuasi-delictual o no dolosa (i.e. no hay intención de hacerlo y se causa).

Establecido lo anterior, es importante hacer referencia al *nexo causal* como un elemento básico de la *responsabilidad civil*. Este concepto puede ser definido como la relación causa-efecto que se debe presentar entre un hecho y el daño que, como consecuencia de ese hecho, se genera, momento en el cual surge la obligación de resarcir el correspondiente perjuicio por parte del sujeto que efectivamente lo generó.

Es importante precisar que tanto para la doctrina como para la jurisprudencia colombiana, la presencia de este elemento es fundamental al momento de hacer responsable a una persona natural o jurídica por los daños que se presenten en un momento determinado por

el desarrollo de una conducta, no siendo posible generar una compensación, una sanción o indemnización por el solo hecho de ser un potencial generador de un daño.

Así mismo, es claro que dentro de sus competencias regulatorias a la CREG no le es posible imponer sanciones por conductas que generen daños, mucho menos le es posible adoptar ese tipo de medidas frente a agentes que potencialmente pueden generar o causar un daño pero que no lo han causado.

Vale la pena en este punto hacer referencia a la Sentencia 26520 del 30 de julio de 2008, en donde el Consejo de Estado declaró la nulidad del artículo 54 de la Resolución CREG 108 de 1997, el cual hacía referencia a la imposición de sanciones pecuniarias por parte de las empresas prestadoras de servicios contra aquellos usuarios que incumplieran el contrato de condiciones uniformes, aspecto que refuerza el planteamiento antes realizado frente a la imposibilidad de la CREG de imponer cualquier tipo de sanciones frente a un daño que efectivamente se presente y con mayor razón una sanción frente a un posible daño que pueda ser causado por una conducta que viene adelantando un agente.

Por lo anteriormente expuesto, la propuesta de que la Comisión establezca el cobro de compensaciones sin que se haya presentado un daño a terceros que requiera ser compensado no es viable desde el punto de vista jurídico. Es decir, la Comisión no puede adoptar el cobro de compensación por variación de salida cuando la presión en el punto de referencia esté en la zona amarilla. El cobro de la compensación que establezca la Comisión tendría lugar únicamente cuando la presión en el punto de referencia esté en la zona roja y haya daño a terceros de tal forma que sea necesario compensarlos por el daño causado<sup>1</sup>. Este daño se entiende como la suspensión total del servicio de transporte a uno o varios remitentes conectados al sistema de transporte.

### **Fijación de las zonas de operación**

Desde el punto de vista regulatorio se considera adecuado establecer las zonas de operación en cada sistema de transporte (i.e. zonas azul, verde, amarilla y roja) y exigir la publicación en tiempo real de los valores de presión en cada punto de referencia. Lo anterior tendría como propósito permitir que los remitentes conozcan en tiempo real la situación operativa del sistema de transporte de tal manera que estos puedan actuar en consecuencia (e.g. evitar variaciones de cualquier magnitud cuando la presión en el punto de referencia está en zona de riesgo de la infraestructura o cerca a zona de inestabilidad operacional).

Con base en lo anterior se propone que en el término de un mes el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOG:

1. Establezca la metodología que permita al transportador definir (i) las agrupaciones de gasoductos en las que están conectados los remitentes que incurrieron en variaciones de salida, (ii) los puntos de referencia en los cuales el control de presión es determinante para la estabilidad operacional de la respectiva agrupación; y (iii) rangos de presión para cada punto de referencia.

---

<sup>1</sup> En este sentido, las fórmulas establecidas en el Anexo 3 de la Resolución CREG 089 de 2013 para calcular la compensación consideran los costos en que haya incurrido el agente afectado por variaciones de salida.

El transportador publicará en su boletín electrónico de operaciones, BEO, únicamente para todos sus remitentes, (i) la información sobre cuáles son las agrupaciones de gasoductos y sus respectivos puntos de referencia y (ii) las presiones en cada uno de los puntos de referencia en tiempo real durante el día de gas.

2. Presente a la CREG un protocolo que permita:

- a) Determinar los criterios técnicos para definir la estabilidad operativa por agrupaciones de gasoductos, conforme a lo establecido en los numerales 4.6.1 y 4.6.2 del reglamento único de transporte de gas natural, RUT.
- b) Establecer parámetros para definir la estabilidad operativa de las agrupaciones de gasoductos, los cuales puedan ser verificables por terceros independientes o la autoridad competente. Estos parámetros deberán permitir simular el flujo de gas asociado a cada remitente durante el día de gas y deberán ser publicados por parte del transportador para sus remitentes en el BEO.

Dentro de estos parámetros se establecerán rangos de presión para cada punto de referencia así:

- **Rango 1:** Presiones cercanas a la máxima presión de operación permisible, MPOP, definida según las normas técnicas aplicables. Estas presiones pueden poner en riesgo la infraestructura de transporte cuando sean superiores a la MPOP.
- **Rango 2:** Niveles de presión considerados normales o adecuados para la operación del SNT. Estas presiones no causan potenciales riesgos en la operación del sistema.
- **Rango 3:** Presiones cercanas a la presión mínima requerida por el transportador para cumplir las obligaciones contractuales con sus remitentes.
- **Rango 4:** Presiones inferiores a la presión mínima requerida por el transportador para cumplir las obligaciones contractuales con sus remitentes.

Estos rangos tendrán las siguientes propiedades:

- El Rango 1 tendrá valores entre el valor de presión *a* y valor de presión *b*, sin incluir valor de presión *b*.
- El Rango 2 tendrá valores entre el valor de presión *b* y el valor de presión *c*, incluyendo el valor de presión *b* y sin incluir el valor de presión *c*.
- El Rango 3 tendrá valores entre el valor de presión *c* y el valor de presión *d*, incluyendo el valor de presión *c* y sin incluir el valor de presión *d*.
- El Rango 4 tendrá valores entre el valor de presión *d* y el valor de presión *e*, incluyendo el valor de presión *d*.
- El valor *a* será mayor que el valor de presión *b*, el valor de presión *b* mayor que el valor de presión *c*, el valor de presión *c* mayor que el valor de presión *d* y el valor de presión *d* mayor que el valor de presión *e*.



- c) Determinar las condiciones operativas y de estabilidad de las agrupaciones de gasoductos que dan lugar a la suspensión del servicio a uno o más remitentes de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.6.2 del RUT, modificado por la Resolución CREG 077 de 2008 o aquellas que lo modifiquen o sustituyan. Estas condiciones deberán ser medibles a través de los parámetros determinados en el literal anterior y verificables por terceros independientes o la autoridad competente.
- d) Establecer comunicación entre el transportador y sus remitentes sobre el estado de la agrupación de gasoductos en relación con la definición de estabilidad operativa, el cual servirá de base para determinar la suspensión del servicio a uno o más remitentes de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.6.2 del RUT, modificado por la Resolución CREG 077 de 2008 o aquellas que lo modifiquen o sustituyan.

La CREG estudiará el protocolo que presente el CNOG y si es del caso lo adoptará mediante acto administrativo. En la resolución definitiva se incorporan los anteriores puntos.

**ii) ISAGEN S.A. E.S.P.**

*"(...) En general consideramos que los ajustes propuestos en el proyecto de resolución para el pago de compensaciones a transportadores y productores de gas por variaciones de salida se ajusta al principio de transparencia. Las medidas propuestas contribuirán a resolver la dicotomía a la que se enfrentarían los generadores a gas frente a los esquemas de compensación por variaciones en los despachos de gas y electricidad, y penaliza las conductas recurrentes que afectan la prestación del servicio.*

*Nos complace que las medidas propuestas para las variaciones negativas se enfoquen a lo que se debe remunerar cuando se ve afectada la operación de un gasoducto por el manejo que le puede dar un remitente al empaquetamiento de un gasoducto. Creemos que es equitativo compensar una variación negativa sólo cuando efectivamente pueda demostrarse una afectación al servicio de transporte de un tercero. Adicionalmente consideramos que dichas medidas se deberían complementar con la regulación del servicio de parqueo de gas de los transportadores, para que este producto no afecte la confiabilidad y operación del servicio de los remitentes que tenemos hoy contratada capacidad primaria.*

*Es de resaltar que ISAGEN representa a los generadores térmicos del interior del país en el Consejo Nacional de Operación de GAS – CNOG y ha participado de varias reuniones en las que se ha propuesto a los transportadores la realización de estudios técnicos que permitan establecer un esquema de compensación transparente y neutral, soportado sobre los reales perjuicios técnicos que generan las variaciones de salida. Nos obstante no ha sido posible llegar a acuerdos con todos los transportadores.*

*Finalmente, vemos necesario que exista información en línea sobre las cantidades autorizadas y tomadas en cada punto de salida para que el esquema funcione y no se generen problemas para su implementación. (...)"*

## Respuesta

Es claro que el servicio de parqueo puede ser una alternativa para evitar incurrir en variaciones de salida en el sistema de transporte de gas. Al respecto se debe tener en cuenta que en la Resolución CREG 126 de 2010 se define el servicio de parqueo y se establecen las reglas mínimas para la prestación de este servicio. Desde el punto de vista regulatorio se considera que las reglas establecidas en la Resolución CREG 126 de 2010 son suficientes para que los agentes realicen transacciones de servicio de parqueo.

Con respecto a la publicación de información en línea sobre cantidades autorizadas y tomadas en cada punto de salida se tiene lo siguiente:

- i. De acuerdo con las disposiciones establecidas en el RUT sobre el ciclo de nominación de transporte, se entiende que la información sobre cantidades autorizadas la debe remitir el transportador al remitente inmediatamente después del cierre del ciclo de nominación o una vez aceptada una renominación. Esta información no cambia en el tiempo.
- ii. De acuerdo con lo establecido en el numeral 5.2.3 del RUT y en el Artículo 10 de la Resolución CREG 126 de 2013 se entiende que todos los puntos de salida deben tener medición con telemetría, excepto en aquellos puntos de salida que corresponden a estaciones de puerta de ciudad que no tienen sistema de telemetría al momento de la entrada en vigencia del esquema de compensaciones por variaciones de salida propuesto en la Resolución CREG 034 de 2015.

En la respuesta al comentario del numeral i) de la sección 3.1 del presente documento se propone “establecer un protocolo de comunicación entre el transportador y sus remitentes sobre el estado de la agrupación de gasoductos en relación con la definición de estabilidad operativa, el cual servirá de base para determinar la suspensión del servicio a uno o más remitentes de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.6.2 del RUT, modificado por la Resolución CREG 077 de 2008 o aquellas que lo modifiquen o sustituyan”. Se espera que en este protocolo se precise la información que debe fluir entre el transportador y sus remitentes.

### iii) Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P., Gecelca

*“(...) consideramos que el proyecto introduce algunos avances importantes para el manejo de las variaciones de salida al considerar el factor de afectación real sobre otros usuarios del Gasoducto. No obstante lo anterior, reiteramos que se requiere establecer una coordinación efectiva entre los sectores gas y electricidad que reduzca sustancialmente la diferencia de los tiempos de respuesta entre ambos sistemas para mitigar los riesgos que podrían amenazar el funcionamiento adecuado de estos mercados, debido a que las normas actuales no brindan la flexibilidad necesaria para armonizar ambos sistemas (...)”.*

## Respuesta

Con respecto al comentario planteado favor remitirse al segundo párrafo de la respuesta del numeral iv) de la sección 3.2 del presente documento.

**iv) Gases del Caribe S.A. E.S.P.**

*"(...) Acompañamos a la CREG en el sentido de promover una regulación balanceada que garantice la estabilidad del sistema de transporte y producción (operación, infraestructura e impactos consecuenciales a los agentes operacionales y remitentes), pero creemos que es indispensable que la Comisión tenga en cuenta la verdadera capacidad de gestión de los Remitentes y sobre esa base introduzca herramientas de gestión que permitan actuar oportuna y efectivamente en la corrección de la misma, genere buenas prácticas entre los agentes y una disciplina operativa a los remitentes, logrando un sistema bien operado pero con mínimas afectaciones a sus clientes finales.*

*Por lo anterior, solicitamos a la CREG suspender la aplicación horaria de compensaciones por desviaciones en punto de salida, como lo define la Resolución CREG 089-13, hasta que la Comisión, en conjunto con los agentes podamos definir un mecanismo que cumpla los preceptos del inciso anterior, es decir, que aporte una solución equilibrada al manejo de desviaciones y sus compensaciones (...)"*

**Respuesta**

En la propuesta de la Resolución CREG 034 de 2014 se plantea establecer variaciones horarias únicamente para aquellos remitentes conectados directamente al SNT y diferentes de distribuidores-comercializadores y GNV, con capacidad contratada de transporte igual o superior a 5,000 KPCD.

Desde el punto de vista regulatorio no hay lugar a suspender el esquema de compensaciones por variaciones de salida. Este esquema hace parte de las reglas operativas necesarias para el buen funcionamiento del mercado mayorista de gas natural establecido en la Resolución CREG 089 de 2013.

**v) Grupo de industriales**

**Groupe SEB Colombia  
Productos Familia S.A.  
Alfagres S.A.  
Ingredion Colombia S.A.  
Emma y Cia S.A.  
Seatech International Inc.  
Cristalería Peldar S.A.  
Sociedad Industrial de Grasas Vegetales SIGRA S.A.  
Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales –Asoenergía-  
Papeles y cartones S.A., Papelsa  
Aluminio Nacional S.A., Alumina  
Corona Industrial S.A.S.  
Mansarovar Energy Colombia Ltd.  
Postobón S.A.**

*"(...) Teniendo en cuenta cartas enviadas a la CREG en días pasados y el presente Proyecto de Resolución, la Comisión no ha respondido las siguientes inquietudes que (las empresas arriba mencionadas) considera(n) fundamentales para el tema de Variaciones de salida:*

- 1. Fijación de la variable 'T: Cargos por servicios adicionales de transporte'. Consideramos que es sumamente preocupante que la variable T sea establecida libremente por el transportador. Lo anterior, debido a que el transportador, ante esta libertad, puede fijar cifras completamente desproporcionadas y sin argumentos para los remitentes.*
- 2. Los mecanismos de renominación para remitentes cuyas variaciones de salida sean medidas de forma horaria. Los mecanismos definidos en la actualidad no permiten tener ajustes horarios pues estos se ven reflejados solo seis horas después de haber sido autorizados por el transportador. Lo anterior no le posibilita a un remitente ajustarse a variaciones de salida que el mismo genere debido al tiempo que se necesita para que la renominación sea efectiva.*

*Adicionalmente, (las empresas arriba mencionadas) considera(n) que la CREG debe tener en cuenta los siguientes aspectos antes de la expedición de la Resolución definitiva:*

- a. El poder calorífico es otro factor que afecta la medición de variaciones de salida, ya que al existir diferencias entre el poder calorífico de entrada y el de salida y ajustar el volumen, existirían diferencias en la cantidad de energía ocasionadas por el diferencial en el poder calorífico. Hoy en día, por ejemplo, remitentes ubicados en la zona de Antioquia y Valle del Magdalena Medio reciben una mezcla de gas natural proveniente de los campos de la Guajira y de Cusiana que ocasiona diferenciales entre el poder calorífico de entrega y el de salida. Es necesario que la CREG defina qué poder calorífico se debe usar para convertir las unidades de volumen en unidades de energía para realizar el cálculo de variaciones de salida y de las demás disposiciones relacionadas con este tema.*
- b. (Las empresas mencionadas arriba) solicita(n) a la CREG que para aquellos puntos de salida ubicados en un mismo tramo o agrupación de tramos de gasoducto, se permita a discreción del remitente agregar las cantidades de energía de sus puntos de salida para efectos de la liquidación de lo referente a variaciones de salida. Lo anterior, ya que para efectos prácticos se facilita la liquidación y permite optimizar las estructuras de consumo sin que se afecte el sistema. (...)"*

## **Respuesta**

A continuación se responde cada punto así:

- 1. Cargos por servicios adicionales de transporte, T:** En la propuesta de la Resolución CREG 034 de 2015 esta variable se incluye en una de las componentes de la fórmula para establecer el costo de la compensación por variación de salida. A partir de los análisis realizados durante el proceso de consulta de la Resolución CREG 034

de 2015 se propone ajustar esta fórmula de tal manera que el valor de la compensación no depende de la variable T.

2. **Renominación para remitentes cuyas variaciones de salida sean medidas de forma horaria:** Los remitentes se deben ajustar a las reglas de renominación vigentes. En todo caso, en la resolución definitiva se propone considerar las variaciones netas de salida entendidas como suma de las diferencias entre las cantidades de energía autorizadas por el transportador y las cantidades de energía tomadas por el remitente en un punto de salida, durante un periodo de tiempo determinado.
3. **Diferencias por poder calorífico:** Las mediciones de variaciones y desbalances se hacen en energía. En ese sentido no es claro cómo cambios en poder calorífico afectan la medición de variaciones o desbalances. Se entiende que los cambios en poder calorífico pueden afectar los volúmenes mas no la cantidad de energía. Con respecto al poder calorífico para realizar conversiones se deben observar las disposiciones establecidas en el numeral 5.2.3 del reglamento único de transporte de gas natural, RUT, modificado por el Artículo 3 de la Resolución CREG 126 de 2013. En todo caso se analizará la posibilidad de establecer mediante protocolo o regulación aspectos relacionados con el poder calorífico.
4. **Agregación de cantidades de energía para un mismo tramo o grupo de gasoductos:** Si bien la agrupación de tramos de gasoductos podría facilitar la liquidación de las variaciones de salida, también es cierto que variaciones individuales dentro de esta agrupación podrían causar inestabilidades en el sistema. Es decir, una variación individual grande que cause inestabilidad al sistema puede ser compensada por muchas variaciones pequeñas de tal forma que la variación neta en la agrupación sea mínima. En todo caso se propone establecer un mecanismo de intercambio de información entre los remitentes a través del BEO para que estos, de manera voluntaria, puedan ajustar sus variaciones.

vi) **Transportadora de Gas Internacional, TGI S.A. E.S.P.**

*"(...) proponemos que se considere una metodología regulatoria para la totalidad de las variaciones que ocurren en el sistema, que incentive a todos los remitentes a estar cada vez más atentos a su operación y a lograr una autoregulación entre agentes de la cadena. A nuestro juicio, la mejor opción es establecer un límite de variación por subsistema, que de ser superado, todos los remitentes que se encuentren dentro del subsistema y hayan variado, deban pagar una compensación a prorrata de su participación, previo cumplimiento a las presiones contractuales definidas por las partes.*

*Dicho límite puede establecerse como la máxima variación que durante el último año haya soportado el subsistema en condiciones normales, entendiendo esto, como los momentos en el que no hayan ocurrido mantenimientos o fallas de compresoras, gasoductos o campos de producción. Dicho valor deberá ser publicado por el transportador.*

*Por otro lado, es conveniente que se revise la regulación del sector eléctrico para que variaciones de generación térmica ocasionados por la operación de dicho sector, sean remuneradas por quienes causen las variaciones o por la demanda en general. No es conveniente que los comportamientos del sector*

*eléctrico no reciban señales económicas que desincentiven la afectación al sector de gas.*

*Es pertinente mencionar que bajo el esquema propuesto en el proyecto de resolución, observamos que no se presentan las señales suficientes para que los Remitentes eviten incurrir en variaciones, ya que la compensación que estos pagarían está supeditada a que se genere una afectación a otros Remitentes y a que el Transportador pueda comprobar dicha afectación bajo los criterios propuestos en el documento. En este sentido, se puede crear un incentivo perverso, donde el Remitente realizará variaciones a la espera de que su comportamiento no genere una afectación o la misma no se demuestre y por lo tanto no haya una compensación. Estos comportamientos riesgosos, pueden resultar en una situación crítica para el sistema de transporte y eventualmente generar un gran impacto sobre la demanda en condiciones estrechas en la oferta o de excedentes en la demanda.*

*Adicionalmente, el hecho que deba ser el transportador quien demuestre la afectación en su sistema de transporte bajo los criterios establecidos en el Proyecto de Resolución, puede ocasionar que la compensación no sea aplicable por el mismo y por lo tanto este tipo de comportamientos se podrían presentar sin ninguna consecuencia para los Remitentes. Nuevamente, las señales son insuficientes para que este tipo de comportamientos riesgosos se minimicen y se eviten posibles afectaciones en la demanda, la oferta y la infraestructura de transporte. (...)”*

#### **Respuesta**

Con respecto a la metodología de variaciones que incentive a que los remitentes estén atentos de su operación y no incurran en variaciones, favor ver las respuestas dadas a los comentarios del numeral i) de la sección 3.1 del presente documento.

Con respecto a revisar la regulación del sector eléctrico para que “variaciones de generación térmica ocasionadas por la operación de dicho sector, sean remuneradas por quienes causen las variaciones o por la demanda en general”, se entiende que TGI plantea que los costos de las variaciones de los generadores térmicos las asuma la demanda del sector eléctrico. Al respecto se aclara que los generadores térmicos tienen reglas claras sobre cómo participan en el mercado de energía eléctrica y la propuesta de la Resolución CREG 034 de 2015 no pretende modificar dichas reglas. Se espera que con la adopción del protocolo de información que propondrá el CNOG y CNO del sector eléctrico, según lo propuesto en la Resolución CREG 034 de 2015, mejore la coordinación operativa de los dos sectores.

#### **vii) Ecopetrol S.A.**

*“(...) vemos que cualquier retraso en la aplicación de lo que este proyecto plantea, puede atrasar el inicio de aplicación de las variaciones de salida, lo cual es de gran preocupación para los productores tal y como lo informamos en cartas enviadas a la CREG y en la reunión sostenida el pasado 19 de marzo, pues los desbalances diarios entre la nominación y el consumo real han generado emergencias en la operación de las plantas, especialmente en Cusiana, que han puesto en riesgo la continuidad operativa de las mismas, así*

*como el abastecimiento de gas natural del interior del país, como consecuencia de posibles salidas no programadas o daños en equipos críticos del proceso. Por tal razón, reiteramos que es de nuestro mayor interés que la fecha establecida para el inicio del cobro de las variaciones de salida continúe siendo el 1° de junio de 2015. (...)"*

### **Respuesta**

La Comisión entiende la importancia de establecer prontamente el mecanismo para compensar por variaciones de salida y para ajustar desbalances que causen dificultades operativas.

**viii) Gases de Occidente S.A. E.S.P.  
Efigas S.A. E.S.P.  
Surtigas S.A. E.S.P.**

*"(...) En la presente resolución se presentan parágrafos que nos son claros en su redacción y adicionalmente se mezclan conceptos entre cuentas de balance y variaciones de salida, por lo cual proponemos separar completamente los numerales que aplican a cada tema.*

*En cuanto a la formulación descrita en los anexos de la presente resolución, fue eliminado el cargo de distribución en las fórmulas de los numerales 1, 2, 3 y 4 del Anexo 1 de la CREG 034/2015 que modifica el Anexo 3 de la CREG 089/13 y que aplican cuando el productor y/o transportador incumplen las entregas. Como a la fecha el documento soporte de esta resolución no ha sido publicado no entendemos las razones de esta decisión, dado que las compañías también estarían impactadas en los ingresos por las interrupciones.*

*Solicitamos que se permita a los remitentes agrupar puntos de salida o nodos, conectados a un mismo tramo de gasoducto regulatorio para el manejo de las cuentas de balance y cálculo de variaciones de salida. (...)"*

### **Respuesta**

En la resolución definitiva se ajusta la redacción con el fin de aclarar las disposiciones propuestas en la Resolución CREG 034 de 2015.

Con respecto al cargo de distribución en la fórmula para calcular el valor de la compensación se debe tener en cuenta que se trata de la componente fija del cargo de distribución. En la propuesta de la Resolución CREG 034 de 2015 se propuso eliminar esta componente de la fórmula de cálculo del valor de compensaciones dado que, como se indica en el documento CREG 021 de 2015, en las nuevas fórmulas tarifarias adoptadas mediante la Resolución CREG 137 de 2013 desaparece la componente fija del cargo de distribución. Así mismo, en la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución, establecida en la Resolución CREG 202 de 2013, no se establece componente fija para el cargo de distribución.

Dado que los nuevos cargos de distribución con base en la metodología de la Resolución CREG 202 de 2013 aún no han sido adoptados, y al considerar que es posible que aún existan casos en los que hay cargo fijo por concepto del servicio de distribución, se

considera adecuado mantener la componente de cargo fijo de distribución en la fórmula del cálculo del valor de las compensaciones.

Con respecto a la agrupación de nodos por tramo o grupo de gasoductos, favor ver la respuesta a los comentarios del numeral v) de la sección 3.1 del presente documento.

**ix) Mansarovar Energy Colombia Ltd.**

- "(...)1. La curva de consumo de un remitente industrial no presenta fuertes variaciones de salida independiente del nivel de consumo, es importante identificar el tipo de usuario que podría ocasionar inconvenientes al sistema de transporte con base en el factor de carga.*
- 2. Existen puntos de salida que no tienen contratos asociados y que se le suministra gas a través de esquemas de desvíos.*
- 3. Cuando existan varios puntos de salida en un tramo del mismo remitente, estos deberían poder agregarse.*
- 4. En zonas cercanas a Vasconia el poder calorífico tiene variaciones entre 0.99 MBTU/KPC y 1.14 MBTU/KPC, este valor se conoce un día después al día de gas, por tanto no es posible hacer gestiones de renominación certeras durante el día de Gas. (...)"*

**Respuesta**

No es claro cuál sería la relación entre el factor de carga y las variaciones de salida. Se entiende que cada remitente conoce con buena aproximación su factor de carga y en ese sentido realiza las nominaciones. Así mismo, si el remitente se ajusta adecuadamente a la nominación no hay lugar a variaciones que causen daños a terceros y por tanto compensaciones.

Frente a los desvíos se debe anotar que bajo la regulación vigente el desvío siempre debe ser aprobado por el transportador de tal forma que en esa aprobación el transportador identifica al remitente responsable del desvío. Se entiende que el remitente responsable del desvío será el responsable de las variaciones en el punto de salida del desvío.

Con relación a la agregación de puntos de salida y variaciones en poder calorífico ver la respuesta a los comentarios del numeral v) de la sección 3.1 del presente documento.

**x) Empresas Públicas de Medellín E.S.P.**

- "(...) Un tema importante que debe tenerse en cuenta dentro de la propuesta es el de los puntos de finalización del servicio ubicados en tramos donde ocurre mezcla de gas (i.e Barranca – Vasconia), en los cuales el Poder Calorífico – PC – puede variar dentro del día de gas entre un 1% y un 14% durante el día, esta situación puede agravarse cuando entre la regasificadora de la costa con gas importado con un PC diferente al de los campos productores. Lo anterior puede ocasionar una energía aprobada diferente a la energía tomada y superior al 5% en un punto de salida, lo cual genera de entrada incumplimiento para el remitente bajo los límites propuestos para la variación. Sugerimos a la comisión analizar detenidamente este aspecto. (...)"*



## Respuesta

Ver la respuesta a los comentarios del numeral v) de la sección 3.1 del presente documento.

*"(...) Dentro de la regulación actual no se observa un mecanismo de contratación firme que ayude a evitar variaciones positivas, por gas atrapado en los gasoductos los fines de semana ocasionado por los contratos 100% firmes. Así las cosas, para una adecuada gestión de la demanda y de las variaciones de salida se requiere un mecanismo que siga la curva de demanda la cual disminuye durante los fines de semana y días festivos, para lo cual se propone como alternativa la implementación de un TOP del 85% para los días sábados y del 70% para los días domingos y festivos sobre las cantidades contratadas, para evitar almacenamientos de gas en el tubo que generen variaciones positivas. (...)"*

## Respuesta

La propuesta de la Resolución CREG 034 de 2015 no planteó modificar las modalidades de contratos de suministro de gas previstas en la Resolución CREG 089 de 2013. Este aspecto no es objeto de análisis en esta propuesta.

### xi) Celsia S.A. E.S.P.

*"(...) Con relación a la propuesta de la Resolución CREG 034 de 2015, presentamos nuestros comentarios, donde resaltamos el cambio planteado a lo que estaba establecido en la Resolución CREG 089 de 2013 en cuanto a que las compensaciones por variaciones de salida solo apliquen cuando exista una afectación como tal y se demuestra una afectación real de incumplimiento a otro agente y/o usuario, pues de lo contrario, dichas variaciones pueden perfectamente ser ajustadas en el mecanismo de balance.*

*En este sentido, es importante que los recaudos por dichas variaciones sean asignados a los agentes o usuarios que fueron afectados por dichos incumplimientos. Este aspecto es muy relevante dado que evita generar incentivos perversos a los productores y transportadores por rentas excepcionales causadas por este concepto y que lleven a una inflexibilidad del sistema de gas. Si bien el Anexo 3 establece la forma de determinar los valores de la compensación, así como el reconocimiento por el incumplimiento en la entrega del gas por parte de los transportadores y productores (numerales 1, 2, 3 y 4), no es claro si los valores que se recaudan por las compensaciones de variaciones de salida se trasladan directamente a los afectados o si puede haber un margen para el transportador y/o productor-comercializador, lo que no sería adecuado. Adicionalmente, mientras el CNOG establece el protocolo para determinar los remitentes a los que un transportador les incumple, no es claro si se aplicarán las compensaciones, por lo que consideramos que hasta tanto este protocolo no esté definido, no pueden aplicarse las compensaciones.*

*Respecto a la definición de la variación de salida, reiteramos la necesidad de que la verificación entre la energía autorizada por el transportador y la energía*

*total tomada sea diaria para todos los agentes, sin importar la capacidad contratada, esto dadas las características del sistema de gas que dificultan una precisión en el consumo a nivel horario como lo indicamos a continuación:*

- En el punto de entrada del sistema de transporte, los productores pueden alimentar el gasoducto con gas de diferentes poderes caloríficos como lo menciona el mismo Documento CREG 017 de 2007, sobre especificaciones de calidad del gas en el punto de entrada del sistema, donde la variabilidad posible entre gases de diferentes pozos puede ir de 950 BTU por Pie Cúbico hasta 1.150 BTU por Pie Cúbico, es decir se permite una variación de 200 BTU por Pie Cúbico, es decir una variación permitida del 17,39%.*
- La medición del Contador de Gas no tiene la precisión de la medida Eléctrica. Igualmente intervienen aspectos como la temperatura, Presión, etc.*

*Estas son razones, y en especial para un generador térmico, muy evidentes cuando se trata de asociar el límite de desviación eléctrica del 5% al sistema de gas natural que tiene unos rangos de error muy superiores.*

*A pesar de que la resolución mantiene la opción que las desviaciones causadas por requerimientos de la generación térmica para atender contingencias y redespachos del sector eléctrico no sean penalizadas, previa autorización del transportador de gas, consideramos que no es una solución efectiva dadas las implicaciones no solo para los generadores sino para la confiabilidad del sistema. En este aspecto es fundamental contar con una adecuada coordinación de los sistemas de gas y electricidad, para lo cual respetuosamente solicitamos a la Comisión analizar la implementación de un operador del sistema de gas, de tal manera que se supervise, controle y opere el sistema por un operador independiente que asegure para toda la cadena el cumplimiento de las reglas del mercado y de los acuerdos que se realicen a través del CNO gas.*

*La generación térmica con gas natural requiere cierta flexibilidad en el suministro del gas natural para cubrir las desviaciones de la demanda vía redespachos, las restricciones en la red de transmisión, así como suplir la salida no prevista de otros activos del sistema en el despacho. Sin embargo, el sistema de gas en Colombia no posee la infraestructura para manejar la flexibilidad operativa que necesita el sistema eléctrico, más que el manejo de la relación generador térmico-transportador, la cual se afecta en mayor medida bajo la nueva reglamentación cuando se crea un incentivo económico por las variaciones. En este sentido consideramos muy relevante el desarrollo regulatorio de:*

- La implementación de servicios de flexibilidad en el sistema de gas natural (custodia, empaquetamiento, etc).*
- Otro aspecto que permitiría la flexibilidad en el sistema eléctrico, es avanzar en los análisis e implementación del mercado intradiario y de ajustes, así como del despacho diario vinculante.*

(...)

*Finalmente, solicitamos el aplazamiento de la entrada en vigencia de las compensaciones por variaciones de salida hasta el primero de enero de 2016, dado que está pendiente de definir varios procesos que tardan 6 meses como el procedimiento para identificar a los remitentes a los que un transportador les incumple por las variaciones de salida que realizará el CNOG. No podemos dejar de mencionar, que este tema, así como la asimetría en cuanto a la indexación del precio de los contratos, entre otros aspectos, están implicando a los generadores térmicos incurrir cada vez más en sobre costos que están llevando a ser inviable la generación a gas natural. (...)"*

### **Respuesta**

Como se anotó en las respuestas a los comentarios del numeral i) de la sección 3.1 del presente documento, las compensaciones por variaciones las deben recibir los remitentes afectados por las variaciones de salida. No es posible establecer compensaciones con un propósito distinto al de compensar a los remitentes afectados.

En la resolución definitiva se hace claridad de que el transportador recauda los valores correspondientes a compensaciones y con ello paga a los remitentes afectados por las variaciones de salida. Se propone que este mecanismo de compensaciones se empiece a aplicar dos meses después de adoptar la resolución definitiva. En este plazo el transportador establecerá y publicará (i) las agrupaciones de gasoductos para identificar remitentes que incurrir en variaciones que causaron incumplimientos en el respectivo grupo de gasoductos, y (ii) los puntos de referencia de cada agrupación en los que el control de presión es determinante para la estabilidad operacional de la respectiva agrupación.

Frente al tema de medición diaria y horaria se entiende que los remitentes con mayores consumos, distintos a distribuidores, tienen mayor probabilidad de presentar variaciones horarias que causen daños a terceros. Así, desde el punto de vista regulatorio es necesario mantener la señal de medición horaria para estos remitentes.

Con respecto a cambios en el poder calorífico, ver la respuesta a los comentarios del literal v) del numeral 3.1 del presente documento. En el caso de otras variables que puedan afectar las cantidades de energía consumidas (e.g. presión, temperatura) se observa que es poco probable que las variaciones de salida causadas por estas variables generen daños a terceros y por tanto compensaciones. Tampoco se observa que los cambios en estas variables sean totalmente inmanejables o no gestionables por parte de los remitentes (e.g. gestionables a través de renominaciones, mercado secundario o ajustes de consumos).

Sobre la coordinación de los sectores de gas y electricidad, ver el segundo párrafo de la respuesta a los comentarios del numeral vi) de la sección 3.1 del presente documento.

Con respecto al desarrollo regulatorio de servicios que den flexibilidad en el sistema de gas natural (e.g. custodia, empaquetamiento, mercado intradiario y ajustes) se considera que desde el punto de vista regulatorio ya existen elementos que facilitan la flexibilidad en el sistema de gas tales como parqueo y mercado intradiario de suministro y transporte. Esto no implica que no pueda haber espacio para futuros desarrollos sobre flexibilidad en gas, si es necesario. En todo caso, desde el punto de vista regulatorio no se considera pertinente

aplazar la aplicación del mecanismo de compensaciones por variaciones de salida bajo el pretexto de implementar servicios de flexibilidad en el sistema de gas natural. Debe tenerse en cuenta que la aplicación del mecanismo de compensaciones por variaciones de salida es de carácter general; es decir, aplica para todos los remitentes del sistema de transporte.

De otra parte, en la resolución definitiva se precisa que los remitentes afectados por variaciones de salida serán todos aquellos a los que se les suspenda el servicio por cuenta de variaciones de salida. En ese sentido pierde vigencia la tarea del CNOG de proponer la metodología para determinar de manera objetiva los remitentes a los que un transportador les incumple por cuenta de las variaciones de salida. En todo caso, se aclara que el CNOG presentó oportunamente la metodología requerida por la regulación (i.e. parágrafo 3 del artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013). Por tanto, “el procedimiento para identificar a los remitentes a los que un transportador les incumple por variaciones de salida” no es argumento para aplazar la aplicación del mecanismo de compensaciones por variaciones. En la resolución definitiva se define claramente cómo identificar a los remitentes a los que se les incumple por cuenta de las variaciones de salida.

Finalmente, en la resolución definitiva se incorporan los ajustes pertinentes con base en lo anotado en estas respuestas.

## **xii) Asociación Nacional de Empresas Generadoras, ANDEG**

*“(…) En conclusión, mantener las penalidades derivadas de variaciones que no causen afectaciones en el sistema, genera incentivos perversos en los agentes transportadores y flexibilidad al mercado, a causa de la asignación vía regulación de rentas por variaciones que en el desarrollo normal de cualquier sistema a nivel mundial siempre están presentes. Con respecto a esto, proponemos que las compensaciones generadas por variaciones de salida sean dirigidas a compensar las afectaciones generadas en el sistema y a la expansión del mismo.*

*Por último, consideramos que la aplicación de estos cobros a partir del 1o de Junio de 2015, no coincide con el plazo de seis (6) meses estipulados al CNOG, para desarrollar la metodología de estimación de los incumplimientos de los transportadores a los remitentes. En consecuencia, solicitamos aplazar su entrada en vigencia para el 1o de enero de 2016, con el fin de realizar un estudio más profundo sobre las modificaciones que deben realizarse a esta resolución. (...)”*

## **Respuesta**

Ver las respuestas a los comentarios del numeral xi) de la sección 3.1 del presente documento.

## **xiii) Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico**

*“(…)Inicialmente consideramos que es necesario el aplazamiento de la entrada en vigencia del artículo 054 de la resolución CREG 089 de 2013, hasta tanto no se avance en una coordinación efectiva entre los sectores gas y*

*electricidad, con el fin de mitigar los riesgos que podrían amenazar el funcionamiento adecuado de ambos mercados. (...)*

**Respuesta**

Ver las respuestas a los comentarios de los numerales vi) y xi) de la sección 3.1 del presente documento.

*"(...) En la resolución en consulta no se aborda el tema técnico de la medición. Hoy en día el transportador es el responsable de la medición, sin embargo no tiene medida en todas las fronteras con los clientes. En algunos casos no mide el calor específico del gas en dichas fronteras, por lo que la medida de energía del gas en sitio de producción se desvía de lo realmente entregado al cliente, dado que en el tubo se mezclan los orígenes del gas cambiando su calor específico entregado. Para resolver este tema solicitamos se reglamente todo lo relativo a los medidores de frontera (Código de Medida), de manera que los resultados de la liquidación de los desbalances entre lo contratado y lo transportado sean transparentes para el mercado. (...)"*

**Respuesta**

La propuesta de la Resolución CREG 034 de 2015 aborda aspectos de compensaciones por variaciones de salida y ajuste de desbalances. Esta propuesta no aborda temas de medición. Los temas de medición se desarrollan en otros apartes del RUT. Se considera que las disposiciones de medición establecidas en el RUT permiten disponer de la medición adecuada (i.e. telemetría) para aplicar las reglas sobre compensaciones por variaciones de salida y desbalances en el SNT.

Ahora bien, según lo establecido en el Artículo 34 de la Resolución CREG 126 de 2010, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, hay casos en los que el transportador es el responsable de disponer de la medición en los respectivos puntos de salida. Para estos casos se propone que los remitentes conectados a esos puntos no estarán sujetos a las disposiciones establecidas en el Artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013 hasta que el transportador disponga de la medición adecuada. En la resolución definitiva se introduce este ajuste.

*"(...) En el considerando que hace referencia a las plantas de generación de energía a base de gas se debe mencionar lo referente a las autorizaciones en el sector eléctrico, las cuales tienen una connotación diferente a los redespachos. (...)"*

**Respuesta**

Es claro que las renominaciones en gas por parte de un generador térmico pueden obedecer a un redespacho o a una autorización en el sector eléctrico.

**xiv) Efigas S.A. E.S.P.**

*"(...) No se observa en la normativa relacionada, ningún lineamiento sobre las mediciones en aquellos puntos de salida donde el transportador no tiene*

telemedición, y por lo tanto no es clara la forma como se calcularán las compensaciones asociadas a dichos puntos.

*Es importante tener en cuenta que La Resolución establece que la variación se calculará por Punto de Salida de manera Diaria para los Distribuidores y Horaria para Usuarios No Regulados, sin embargo existen puntos de salida asociados a un mismo Nodo en los que podrían presentarse variaciones positivas y negativas con valores absolutos iguales, que generarían cobro de compensación por parte del Transportador, pero que en realidad no causan ninguna afectación operativa al SNT. Estos cobros afectan aún más la competitividad del gas natural y representan un incremento en el manejo operativo de los contratos.*

*Por lo anterior, respetuosamente solicitamos a la CREG suspender la aplicación horaria de compensaciones por desviaciones en punto de salida, como lo define la Resolución CREG 089-13, hasta que la Comisión, en conjunto con los agentes podamos definir el mecanismo que aporte una solución equilibrada al manejo de desviaciones y sus compensaciones. (...)”*

## Respuesta

Revisar las respuestas a los comentarios del numeral xiii) de la sección 3.1 del presente documento.

Adicionalmente se debe anotar que las variaciones de salida se miden y aplican por punto de salida. La definición de punto de salida se establece en el RUT. Regulatoriamente no se define el concepto de nodo en el SNT de tal forma que no es claro a qué se hace referencia cuando se menciona que en un nodo hay varios puntos de salida. Sin embargo, si el concepto de nodo se refiere a un sitio en el que hay varios puntos de salida muy cercanos en los cuales hay variaciones positivas y negativas cuyo valor neto es cero, favor remitirse a las respuestas a los comentarios del numeral v) de la sección 3.1 del presente documento.

En conclusión, no se observa argumento válido para aplazar la aplicación del esquema de compensaciones por variaciones de salida y el ajuste por desbalances en el SNT propuesta en la Resolución CREG 034 de 2015.

## 3.2 ARTÍCULO 1 - MODIFICACIÓN DE LA DEFINICIÓN DE VARIACIÓN DE SALIDA

### i) Promigas S.A. E.S.P.

<b>Resolución CREG 34 de 2015 (Original)</b>	<b>Propuesta de modificación al texto</b>
"Variación de salida: diferencia entre la cantidad de energía total autorizada por el transportador para un punto de salida y la cantidad de energía total tomada por el remitente en el mismo punto de salida para cada día, si la capacidad contratada en transporte para el	"Variación de salida: diferencia entre la cantidad de energía total autorizada por el transportador para un punto de salida y la cantidad de energía total tomada por el remitente el mismo punto de salida <u>o nodo de nominación</u>

CK

<i>respectivo punto de salida es inferior a 5,000 KPCD"</i>	<i>para cada día, si la capacidad contratada en transporte para el respectivo punto de salida es inferior a 5,000 KPCD"</i>
---	---

## Respuesta

Favor remitirse a la respuesta de los comentarios del numeral v) de la sección 3.1 y del numeral ix) de la sección 3.2 del presente documento.

### ii) Termobarranquilla S.A. E.S.P.

*"(...) La definición de 'variaciones de salida' contenida en el artículo primero de esta resolución en consulta plantea que para aquellos remitentes, conectados directamente al SNT y diferentes de distribuidores-comercializadores y GNV, con capacidad contratada de transporte igual o superior a 5,000 KPCD que la diferencia entre la cantidad de energía total autorizada por el transportador para un punto de salida y la cantidad de energía total tomada por el remitente en el mismo punto de salida será para cada hora. En este sentido, para todos los remitentes conectados al SNT esta diferencia se debe evaluar de manera diaria, por las siguientes razones:*

- La resolución CREG 071 de 1999 (RUT) establece que el período de 'resolución' es el Día de Gas y no la 'Hora de Gas', para cual en los acuerdos de balance de los contratos estos se refieren a periodos diarios o mensuales.*
- Se establece una señal inadecuada para los remitentes, en el sentido que sean los transportadores quienes se beneficien de estas compensaciones sin que los usuarios finales conozcan las acciones tomadas por el transportador y el estado operativo del gasoducto, incluyendo campos de producción.*
- La resolución CREG 089 estableció prácticamente un esquema de take or pay diario, que dificulta al agente térmico la optimización del consumo, por cuanto este depende de los requerimientos de despacho y re despacho del CND.*
- El mercado secundario de gas no es lo suficientemente maduro y es ilíquido, no permitiendo a los remitentes térmicos gestionar sus diferencias entre el gas nominado y el gas tomado en el SNT, para evitar las variaciones que se produzcan durante el día.*
- No hemos encontrado ninguna documentación que sustente el +/- 5% horario establecido para el pago de compensaciones horarias en el sector gas. (...) "*

## Respuesta

No se acoge el comentario. Se considera que aquellos usuarios que consumen grandes cantidades de gas y cuyo perfil de consumo es variable y poco predecible, son más propensos a causar inestabilidades en el sistema de transporte. Por ello, requieren ser

monitoreados más frecuentemente con el fin evitar grandes variaciones de salida que pudieran causar una afectación al SNT. A continuación se responde a los argumentos presentados, en el mismo orden en que fueron expuestos:

- En el numeral 4.5 del RUT se establece que *"para cada hora del Día de Gas, los Remitentes, diferentes a las Distribuidoras, deberán nominar al CPC respectivo la Cantidad de Energía a transportar y al Productor-comercializador o Comercializador correspondiente la Cantidad de Energía a entregar el Día de Gas siguiente a la Nominación"*. Considerando lo anterior, si bien no existe el término "hora de gas" dentro de la regulación, las nominaciones al productor y al transportador se realizan de forma horaria, lo que es coherente con un cálculo de variaciones horarias como se propuso en la Resolución CREG 034 de 2015 y se mantiene en la Resolución definitiva.
- Con respecto a las compensaciones, se aclara que no es el transportador quien se beneficia del pago de estas, sino aquellos remitentes que se vieron afectados por las variaciones de salida negativas. En la resolución definitiva se realizan los ajustes pertinentes para dar claridad con respecto a quien es el beneficiario de las compensaciones.
- Con respecto a los contratos, es importante aclarar que los contratos firmes que se manejan actualmente no son de tipo *take or pay*, ya que no existe un periodo de tiempo en el que el remitente pueda reclamar el gas que ya fue liquidado pero no fue tomado, el cual es una característica típica de los contratos de este tipo.
- Si bien es cierto que el mercado secundario de gas no es lo suficientemente maduro aún, se espera que la reciente entrada del gestor del mercado contribuya a hacerlo más líquido.
- Con respecto al +/- 5%, se aclara que este porcentaje no aplica para las compensaciones por variaciones de salida, sino para el ajuste de los desbalances.

### iii) ISAGEN S.A. E.S.P.

*"(...)*

- *En nuestro concepto es beneficioso para la demanda la propuesta para calcular las variaciones de salida con resolución diaria para aquellos remitentes con capacidades contratadas inferiores a 5,000 kPCD, en lugar de hacerlo de forma horaria como se encuentra en la Resolución CREG 089 de 2013.*

**Propuesta:** *Por razones de transparencia con todos los agentes del mercado, solicitamos a la Comisión publicar las razones técnicas, o de cualquier otro tipo, que permitieron determinar este valor límite de 5,000 kPCD.*

- *La definición propuesta establece que:*

*"En aquellos sistemas de distribución en donde haya más de una estación de transferencia de custodia de distribución, la variación de salida se define como la diferencia entre la suma de las cantidades de energía autorizadas por el transportador para todas las estaciones y la suma de las cantidades de energía tomadas por los remitentes en todas las estaciones."*



**Propuesta:** *Por razones de neutralidad, respetuosamente proponemos a la CREG que este cálculo agregado del valor de las variaciones de salida por agente, sea aplicable a cualquier tipo de agente de la demanda y no únicamente a los distribuidores, siempre que cumplan las mismas condiciones exigidas a los distribuidores. (...)*

#### **Respuesta**

En la resolución definitiva se precisa que los remitentes afectados por variaciones de salida serán aquellos a los que se les suspenda el servicio por cuenta de variaciones de salida. Se entiende que la suspensión del servicio se presenta cuando las presiones de entrega caen por debajo de la presión mínima contractual. También se entiende que los remitentes con mayores consumos, distintos a distribuidores, son los que tienen mayor probabilidad de presentar variaciones horarias que llevan a la suspensión del servicio a terceros por caída de presión. Para efectos regulatorios el tamaño del consumo se estableció en 5.000 KPCD y dentro de los comentarios recibidos por parte agentes y terceros interesados no se observan planteamientos sólidos que sugieran modificar este valor.

Con respecto al cálculo agregado de variaciones de salida para cualquier tipo de agente, remitirse a las respuestas del numeral v) de la sección 3.1 y del numeral i) de la sección 3.2 del presente documento.

#### **iv) Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P., Gecelca**

*"(...) consideramos que para mantener el equilibrio regulatorio general, la variación de salida para el sector termoeléctrico debería ser igualmente diaria e implementarse una vez se consiga armonizar desde la regulación los tiempos y necesidades de ambos sectores, para lograr un funcionamiento adecuado de los mismos. (...)"*

#### **Respuesta**

No se acoge el comentario. La Comisión considera que aquellos usuarios que consumen grandes cantidades de gas y cuyo perfil de consumo es variable y poco predecible, como es el caso de los agentes del sector termoeléctrico, son más propensos a causar inestabilidades en el sistema de transporte. Por ello, requieren ser monitoreados más frecuentemente con el fin de minimizar las afectaciones al SNT que pudieran causar las variaciones de salida de estos agentes.

Adicionalmente, al considerar las particularidades de la operación de los agentes del sector termoeléctrico y con el fin de armonizar la operación de los dos sectores, se espera que el CNOG y el CNO del sector eléctrico presenten a la CREG una propuesta de protocolo de información para mejorar la coordinación entre los dos sectores. La Comisión analizará dicha propuesta una vez sea remitida y adoptará la regulación que se considere necesaria.

#### **v) Gas Natural S.A. E.S.P.**

*"(...) solicitamos se incluya una consideración adicional para aquellos remitentes con capacidad contratada mayor o igual a 5.000 KPCD pero que por las características de su operación presentan consumos relativamente constantes durante todo el día. La propuesta entonces es que para clientes*

*determinados que tengan un factor de carga horario menor o igual a 2<sup>2</sup>, se les permita realizar las nominaciones diarias y no horarias y de la misma forma las variaciones de salida se calculen de manera diaria. (...)*

### **Respuesta**

No se acoge el comentario. No se observa la relación entre el factor de carga y el cálculo de variaciones de salida. La Comisión considera que el aspecto más relevante para definir si el cálculo de variaciones de salida de un remitente debe ser diario u horario es su consumo, ya que una variación en la cantidad de gas consumida puede causar inestabilidades en el SNT y afectar la operación, lo cual se hace más crítico cuando las variaciones ocurren en grandes consumidores.

### **vi) Chevron Petroleum Company**

*"(...) 1. En el Artículo 1 que define Variación de Salida, cuando hace referencia a los distribuidores-comercializadores, precisar que corresponde a distribuidores-comercializadores con destino exclusivo al mercado regulado. Lo anterior, teniendo en cuenta que cuando atiende a mercado no regulado su manejo de variaciones debe ser equivalente al de los demás agentes no regulados. (...)"*

### **Respuesta**

No se acoge el comentario. La Comisión considera que los usuarios no regulados que se encuentran embebidos en una red de distribución son por lo general usuarios con bajos consumos (inferiores a 5,000 KPCD) los cuales, así estuvieran conectados directamente al SNT, su variación sería medida de forma diaria.

### **vii) Grupo de industriales**

**Groupe SEB Colombia  
Alfagres S.A.  
Ingredion Colombia S.A.  
Emma y Cia S.A.  
Seatech International Inc.  
Cristalería Peldar S.A.  
Sociedad Industrial de Grasas Vegetales SIGRA S.A.  
Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales., Asoenergía  
Papeles y cartones S.A., Papelsa  
Aluminio Nacional S.A.  
Corona Industrial S.A.S.  
Mansarovar Energy Colombia Ltd.  
Postobón S.A.**

*"(...) solicitamos a la CREG que tenga en cuenta los factores de carga de los usuarios finales para determinar cuándo se deben aplicar las variaciones de*

<sup>2</sup> Factor de carga horario calculado como la relación entre consumo pico horario en un día sobre el consumo medio horario del día.

salida horarias y diaria, y proponemos la siguiente definición de Variación de salida

**Variación de salida:** diferencia entre la cantidad de energía total autorizada por el transportador para un punto de salida y la cantidad de energía total tomada por el remitente el mismo punto de salida para cada día, si la capacidad contratada en transporte para el respectivo punto de salida es inferior a 5,000 KPCD o el factor de carga es menor de 2. Para aquellos remitentes, conectados directamente al SNT y diferentes de distribuidores-comercializadores y GNV, con capacidad contratada de transporte igual o superior a 5,000 KPCD y con un factor de carga mayor a 2 esta diferencia será para cada hora. En aquellos sistemas de distribución en donde haya más de una estación de transferencia de custodia de distribución, la variación de salida se define como la diferencia entre la suma de las cantidades de energía autorizadas por el transportador para todas las estaciones y la suma de las cantidades de energía tomadas por los remitentes en todas las estaciones. (...)"

#### Respuesta

Con respecto al comentario planteado remitirse a la respuesta de los comentarios del numeral v) de la sección 3.2 del presente documento.

#### viii) Productos Familia

"(...) solicitamos a la CREG que tenga en cuenta los factores de carga de los usuarios finales para determinar cuándo se deben aplicar las variaciones de salida horarias y diaria, y proponemos la siguiente definición de Variación de salida

**Variación de salida:** diferencia entre la cantidad de energía total autorizada por el transportador para un punto de salida y la cantidad de energía total tomada por el remitente el mismo punto de salida para cada día. Para aquellos remitentes, conectados directamente al SNT y diferentes de distribuidores-comercializadores, industria no regulada y estaciones de servicio de GNV esta diferencia será para cada hora. En aquellos sistemas de distribución en donde haya más de una estación de transferencia de custodia de distribución, la variación de salida se define como la diferencia entre la suma de las cantidades de energía autorizadas por el transportador para todas las estaciones y la suma de las cantidades de energía tomadas por los remitentes en todas las estaciones. (...)"

#### Respuesta

Con respecto a la sugerencia de considerar el factor de carga de los usuarios para determinar cuándo se deben aplicar las variaciones de salida de forma diaria u horaria, ver la respuesta de los comentarios del numeral v) de la sección 3.2 del presente documento.

Con respecto a incluir la industria no regulada dentro de los usuarios que calculan sus variaciones de salida de forma diaria remitirse a la respuesta de los comentarios del numeral ii) de la sección 3.2 del presente documento.

**ix) Transportadora de Gas Internacional, TGI S.A. E.S.P.**

*"(...) Respecto al primer artículo, existen situaciones en las que se atienden puntos de salida del sistema de transporte en los cuales no hay capacidad contratada en firme, pero son atendidos por medio de desvíos de capacidad de transporte. En este sentido, es importante que la Comisión especifique el procedimiento a seguir con este tipo de puntos de salida que no tienen capacidad contratada en firme, con el fin de evitar incentivos para que los remitentes contraten grandes cantidades de transporte para un solo punto de salida y sus demás puntos sean atendidos por medio de desvíos de capacidad de transporte.*

*Adicionalmente la definición no contempla el tratamiento que tendrían las estaciones de GNCVs y los distribuidores con contratación superior a 5000 KPCD, por lo que sugerimos que sea explícito en la definición, que para estos casos aplicarán variaciones de salida diarias.*

*En cuanto a la situación de sistemas de distribución que tengan más de una estación de transferencia de custodia, es importante precisar que podrían presentarse situaciones en que un sistema de distribución no incurra en variaciones al realizar la agrupación propuesta en el Proyecto de Resolución, aunque en la práctica el alto consumo de una de las estaciones de transferencia podría generar inestabilidad del sistema de transporte debido a una determinada ubicación geográfica sobre la red. Por ejemplo, la situación descrita podría presentarse en los sistemas de distribución de Bogotá y de Pereira. En consecuencia, solicitamos que esta "agrupación de nodos" no sea permitida, o en su defecto, deba ser autorizada por el transportador en aras de evitar problemas operativos en el sistema de transporte. (...) "*

**Respuesta**

Con respecto a las situaciones en las que se atienden puntos de salida del sistema de transporte en los cuales no hay capacidad contratada en firme y se atienden por medio de desvíos, en la resolución definitiva se aclara que las variaciones de salida se calculan con base en la cantidad de energía autorizada para cada punto de salida, no en la energía contratada. Adicionalmente, se aclara que en el numeral 2.2.2 del RUT se establece que los desvíos deben ser solicitados por el remitente durante el ciclo de nominación de transporte y deberán ser autorizados por el(los) transportador(es) involucrados, siempre y cuando la operación lo permita. Por ello, cuando el transportador autorice un desvío hacia un punto de salida, las variaciones de salida en éste se calcularán con base en la energía autorizada para el punto de salida donde se entregue la energía del desvío. Para más información, remitirse al segundo párrafo de la respuesta del numeral ix) de la sección 3.1 del presente documento.

Con respecto al tratamiento de las estaciones de GNV y distribuidores con capacidades contratadas superiores a 5,000 KPCD se acoge el comentario. La definición de variación de salida será ajustada en la resolución definitiva para incluir de forma explícita el tratamiento que recibirán los distribuidores-comercializadores y GNV con consumo superior a 5,000 KPCD.

Con respecto a la agrupación en aquellos sistemas de distribución en donde haya más de una estación de transferencia de custodia de distribución se acoge el comentario en el

sentido de evitar "agrupación de nodos" y se realizan los ajustes pertinentes en la resolución definitiva.

**x) Ecopetrol S.A.**

*"(...) para mayor claridad en este punto, sugerimos que en la definición propuesta, se aclare qué aplicación se hará sobre los distribuidores-comercializadores y GNV, pues se exceptúan de un punto de la definición pero no es claro finalmente que criterio se les aplicará. (...)"*

**Respuesta**

Con respecto al comentario planteado favor remitirse al segundo párrafo de la respuesta de los comentarios del numeral ix) de la sección 3.2 del presente documento. **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

**xi) Gases de Occidente S.A. E.S.P.  
Efigas S.A. E.S.P.  
Surtigas S.A. E.S.P.**

*"(...) Solicitamos ampliar el límite para la aplicación de variaciones diarias para agentes diferentes a Distribuidores-Comercializadores y GNV, a 10,000 KPCD. En razón que corresponden a clientes industriales cuyos procesos de producción dependen de variables externas que impedirían una precisión en la proyección de su consumo horario. (...)"*

**Respuesta**

Con respecto al comentario planteado favor remitirse al primer párrafo de la respuesta del numeral iii) de la sección 3.2 del presente documento.

**xii) Asociación Nacional de Empresas Generadoras, ANDEG**

*"(...) no vemos clara la necesidad de diferenciar a ningún tipo de usuario por encima y por debajo de 5.000 KPCD, por tanto todos los agentes deberían poder tener un balance diario. (...)"*

**Respuesta**

Con respecto al comentario planteado favor remitirse a la respuesta al comentario del numeral iii) de la sección 3.2 del presente documento.

**xiii) Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico**

*"(...) Consideramos que para mantener el equilibrio regulatorio general, las compensaciones para el sector termoeléctrico deberían ser igualmente diarias e implementarse una vez se consiga compaginar los tiempos y necesidades del sector eléctrico con el sector de gas natural. (...)"*

*"(...) En términos generales el cambio de la definición no representa cambio para el generador térmico ya que este siempre tendrá capacidades de*

transporte superiores a 5000 KPCD, lo que conlleva a tener análisis de variaciones de salida horariamente. (...)”

## Respuesta

Con respecto al comentario planteado favor remitirse al primer párrafo de la respuesta del numeral iii) y a la respuesta del numeral iv) de la sección 3.2 del presente documento.

### 3.3 ARTÍCULO 2 - MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 54 DE LA RESOLUCIÓN CREG 089 DE 2013

#### 3.3.1 Comentarios generales

##### i) Promigas S.A. E.S.P.

<b>Resolución CREG 34 de 2015 (Original)</b>	<b>Propuesta de modificación al texto</b>
Artículo 54. Variaciones de salida. Cuando por causas imputables al remitente se presenten variaciones de salida negativas y estas causen incumplimiento por parte del transportador a otro(s) remitente(s), el(los) remitente(s) responsable(s) pagará(n) compensación al transportador, cuyo valor será el resultado de aplicar lo dispuesto en el numeral 5 del Anexo 3 de esta Resolución.	“Artículo 54. Variaciones de salida. <u>Cuando por causas imputables al remitente las presiones de operación del sistema de transporte estén por debajo de la presión normal de operación declarada en el BEO del transportador,</u> Cuando por causas imputables al remitente se presenten variaciones de salida negativas y estas causen incumplimiento por parte del transportador a otro(s) remitente(s), el(los) remitente(s) responsable(s) pagará(n) compensación al transportador, cuyo valor será el resultado de aplicar lo dispuesto en el numeral 5 del Anexo 3 de esta Resolución.”
“1. El transportador deberá identificar los tramos regulatorios en los que hay remitentes que contribuyeron al incumplimiento, con base en los siguientes criterios:”	“1. El transportador deberá identificar los tramos regulatorios en los que hay remitentes que contribuyeron al incumplimiento <u>la disminución de la presión de operación del sistema de transporte,</u> con base en los siguientes criterios.”
“1. El transportador... ... c) El transportador identificará los remitentes a los que les incumplió debido a variaciones de salida negativas en cada agrupación de tramos de gasoductos.”	“1. El transportador... ... c) El transportador identificará <u>los tramos del sistema de transporte en que la presión de operación estuvo por debajo de la presión normal de operación y, en caso de presentarse,</u> los remitentes a los

	que les incumplió debido a variaciones de salida negativas en cada agrupación de tramos de gasoductos."
"1. El transportador... ... d) El transportador identificará los remitentes con variaciones de salida negativas en la agrupación de gasoductos donde ocurrió el incumplimiento."	"1. El transportador... ... d) El transportador identificará los remitentes con variaciones de salida negativas en la agrupación de gasoductos donde ocurrió <u>la disminución de la presión de operación y, en caso de presentarse</u> , el incumplimiento."
"1. El transportador... ... e) El transportador, en relación con los numerales iii) y iv) anteriores, demostrará que el incumplimiento se debió a la ocurrencia de variaciones de salida en la respectiva agrupación de tramos de gasoductos, para lo cual deberá publicar, en el BEO, un documento con el soporte."	"1. El transportador... ... e) El transportador, en relación con los <del>numerales iii)</del> <u>literales c) y iv d)</u> anteriores, demostrará que <u>la disminución en la presión de operación del sistema de transporte y, en caso de presentarse</u> , el incumplimiento se debió a la ocurrencia de variaciones de salida en la respectiva agrupación de tramos de gasoductos, para lo cual deberá publicar, en el BEO, un documento con el soporte."

### Respuesta

Las sugerencias propuestas son improcedentes a la luz del marco legal colombiano. Para más información, favor remitirse a la respuesta dada a los comentarios del numeral i) de la sección 3.1 del presente documento.

### ii) Unifund S.A.S. E.S.P.

Indican que los numerales iii) y iv) a los que se hace mención el literal e) del numeral 1 del artículo, "no corresponden (...)".

Adicionalmente, solicitan aclarar que los remitentes a los que se hace referencia en el numeral 2 del artículo, entre los cuales se distribuye el valor total de la compensación, "(...) son los remitentes sujetos a variaciones negativas (...)", ya que consideran que "(...) tiende a confundirse con los remitentes a quienes se les incumplió".

### Respuesta

Las observaciones realizadas se consideran relevantes. En la resolución definitiva se realizan los ajustes correspondientes.

**iii) MC2 S.A.S. E.S.P.**

*"(...) Por último, consideramos que el margen del 5% contenido en el Artículo 2 de la CREG 034 de 2015 debe ser ampliado a rangos más realistas de acuerdo con las especificidades y características de cada tipo y magnitud de consumo, ya que las desviaciones y afectaciones que realiza cada agente al SNT dependen de sus niveles de consumos (tamaño), por lo que no debe ser tratado de la misma forma un remitente cuyos consumos son significativamente superiores a los de otro remitente (el impacto negativo al SNT que ocasiona un agente que consume por ejemplo 250 MBTUD de GNV, es significativamente inferior al que ocasionaría por ejemplo un industrial cuyos consumos rondan los 5000 MBTUD o un térmico con consumos de 30000 MBTUD, por ejemplo: el 5% del GNV sería 12,5 MBTU, comparado con 250 MBTU y 1500 MBTU de desviación respectivamente). (...)"*

**Respuesta**

No se acepta el comentario. Cualquier desbalance por fuera de lo operativamente aceptable en un sistema en el cual el comportamiento de los remitentes es interdependiente, como es una red de gasoductos, puede conducir a inestabilidades en el sistema de gas natural.

**iv) Termobarranquilla S.A. E.S.P.**

*"(...) Estamos de acuerdo en que el transportador deba demostrar que efectivamente las variaciones en las que incurrió un agente afectaron a otro remitente en la cadena de entrega de gas, pero previamente el transportador debe cumplir la función establecida en el numeral 4.6.6 del RUT mencionada anteriormente, y que además, el Regulador establezca un ente fiscalizador u operador del SNT, de tal manera que todos los agentes de la cadena conozcan el verdadero estado del gasoducto. (...)"*

**Respuesta**

En la resolución definitiva se propone establecer un protocolo de información que facilite la aplicación del esquema de compensaciones y ajuste de desbalances propuesto en la Resolución CREG 034 de 2015. Esta información permitirá que los agentes ajusten sus consumos en tiempo real para evitar variaciones que causen compensaciones. Para mayor detalle, favor ver la respuesta a los comentarios del numeral i) de la sección 3.1 del presente documento.

**v) ISAGEN S.A. E.S.P.**

*"(...) Respetuosamente sugerimos a la Comisión incluir la definición de variaciones de salida positivas y variaciones de salida negativas en el texto de la Resolución definitiva.*

*En el literal e) del numeral 1) de este artículo se hace mención en forma errónea de los numerales iii) y iv), realmente debe hacerse mención a los literales c) y d) (...)"*



## Respuesta

Se considera pertinente la inclusión de definiciones específicas tanto de variaciones de salida negativas como de variaciones de salida positivas. En la resolución definitiva se incluirán esas definiciones con el fin de dar claridad a la regulación.

Con respecto a la referencia errada de los literales c) y d), en la resolución definitiva se ajusta este aspecto.

### vi) Gases del Caribe S.A. E.S.P.

*"(...) 1. No está previsto un mecanismo operativo y/o comercial de corrección de desviación de tipo horario para que los agentes tengan capacidad de gestión del desbalance en su punto de salida. (...)"*

*2. No se han tenido en cuenta las curvas de carga de cada segmento de la demanda y las condiciones operativas y comerciales que pueden generar desviaciones horarias, aunque éstas no afecten ni el balance diario ni el sistema de transporte.*

*3. No se realizó una valoración económica del impacto que pueden tener la liquidación de compensaciones y su afectación en la prestación del servicio.*

*4. No se han considerado las desviaciones por efecto de cambios en las condiciones operativas del transportador, como cambios súbitos en las presiones de entrega, que puedan afectar la medición o el consumo derivado de un punto de salida específico*

*5. Consideramos que la desviación del 5% definida por la regulación no tiene un soporte técnico que demuestre la vulnerabilidad del sistema, las tolerancias del mismo y/o la afectación de una desviación típica frente a las condiciones de diseño y curva de carga de cada gasoducto. En efecto, todos los gasoductos del país no tienen la misma configuración técnica de operación, no transportan volúmenes de gas similar, poseen diferentes capacidades de almacenamiento de gas y distintos niveles de utilización y/o factores de carga horaria, los cuales si fueron consideradas en el diseño técnico, aplicable al cálculo de tarifas.*

*6. Está pendiente de regular lo establecido en el parágrafo 5 del art 54 de la Resolución CREG 089 de 2013, en referencia a determinar la forma como el distribuidor podrá cobrar las compensaciones a que haya lugar a los remitentes causantes de las variaciones. Sin lo anterior, el mecanismo no podría entrar en operación, dado que el Distribuidor estaría asumiendo todo el riesgo de su demanda No regulada, que es la que tendría mayor probabilidad de causar variaciones superiores al 5% dado sus patrones de consumo.*

*7. Consideramos importante establecer la metodología bajo la cual se facilitará el acceso a la información de consumos en los City Gate de propiedad del Transportador, que finalmente será la oficial para establecer las variaciones.*

*8. Entendemos la importancia de controlar el desbalance diario pero no hemos visualizado acciones tendientes a normalizar los desbalances acumulados sin*

*gestión por parte de los agentes que lo ocasionan. En ese sentido, creemos que para el bienestar del sistema sería más eficaz controlar y compensar comportamientos no adecuados en cuanto a la acumulación de desbalances por un periodo mayor a un periodo de tiempo prolongado en lugar de centrar la gestión de desbalances en las variaciones horarias*

*9. Es importante tener en cuenta que La Resolución establece que la variación se calculará por Punto de Salida de manera Diaria para los Distribuidores y Horaria para Usuarios No Regulados, sin embargo existen puntos de salida asociados a un mismo Nodo en los que podrían presentarse variaciones positivas y negativas con valores absolutos iguales, que generarían cobro de compensación por parte del Transportador, pero que en realidad no causan ninguna afectación operativa al SNT. Estos cobros afectan aún más la competitividad del gas natural y representan un incremento en el manejo operativo de los contratos. (...)"*

### **Respuesta**

Sobre el particular se considera lo siguiente, respectivamente:

1. Existe el mecanismo de mercado intradiario para el ajuste de variaciones horarias.
2. En el ejercicio de la nominación y renominación el remitente distribuidor debe tener en cuenta las curvas de carga de su demanda. En la resolución definitiva se precisa que todo el mercado dentro del sistema de distribución del distribuidor-comercializador estará sujeto a medición de variaciones diarias.
3. La valoración económica del impacto de las compensaciones se obtiene de aplicar las ecuaciones del Anexo 3 de la Resolución CREG 089 de 2013 y de considerar las cantidades de energía dejadas de transportar a los remitentes afectados por las variaciones. No se dispone de información sobre cantidades dejadas de entregar en el pasado por cuenta de variaciones de salida. Se entiende que la probabilidad de que esto ocurra es baja.
4. En la Resolución CREG 034 de 2015 se propuso un margen del 5% para el ajuste de desbalances. Se considera que este margen está dentro de los márgenes tolerables para efectos operativos. En las variaciones de salida que generan compensación la resolución definitiva no establece margen alguno. Es decir, se propuso que toda variación queda sujeta a compensación cuando haya daño a terceros, entendido como la suspensión del servicio de transporte por cuenta de variaciones de salida negativas. Como complemento, favor ver la respuesta a los comentarios del numeral v) de la sección 3.1 del presente documento.
5. Los márgenes del 5% propuestos en la Resolución CREG 034 de 2015 aplican para el ajuste de desbalances. Se considera que este margen está dentro de los márgenes tolerables para efectos operativos. En las variaciones de salida que generan compensación no se establece margen alguno. Es decir, se propuso que toda variación queda sujeta a compensación cuando haya daño a terceros, entendido como la suspensión del servicio de transporte por cuenta de variaciones de salida negativas.

6. La Comisión se encuentra trabajando en una propuesta sobre estos temas y próximamente someterá a consulta una propuesta.
7. Favor ver respuesta a los comentarios del numeral iv) de la sección 3.3.1 del presente documento.
8. La propuesta de la Resolución CREG 034 de 2015 precisamente plantea reglas para ajustar desbalances en muy corto plazo y así evitar acumulación de cantidades de gas importantes en el sistema. Frente al desabalance acumulado antes de que entren a operar las reglas propuestas en la Resolución CREG 034 de 2015 se considera pertinente permitir que las partes lo ajusten de común acuerdo. En la resolución definitiva se precisa este punto.
9. No se considera pertinente su comentario dado que comportamientos contrarios a la eficiencia del SNT (e.g., variaciones de salida y desbalances) alteran la competitividad de todos los participantes del mercado de gas natural. Para mayor información, favor remitirse a la respuesta a los comentarios del numeral v) y del numeral xiv) de la sección 3.1 del presente documento.

**vii) Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P., Gecelca**

*"(...) Consideramos acertada la decisión de la Comisión de implementar un procedimiento para determinar el incumplimiento originado en una variación de salida y fundamentar el cobro de una compensación por la variación de salida, así como, la elaboración de un informe técnico detallado donde el transportador debe reflejar las variables, criterios, causas y hechos comprobables que deriven en el cobro de tales compensaciones, lo cual mostraría la transparencia y objetividad del proceso.*

*Como complemento recomendamos incluir la obligación de publicar en tiempo real del estado de gasoducto (presiones, volúmenes de entrada y salida de los principales puntos de los tramos regulatorios) y para garantizar el debido proceso a los remitentes, presentar y publicar el informe preliminar para comentarios de los usuarios conectados en esos tramos del gasoducto, de manera que estos tengan la oportunidad de recurrir el informe con la presentación de evidencia que enriquezca el proceso, instaurando para ello una segunda instancia, que podría ser el delegado de gas del Ministerio de Minas y Energía o el Consejo Nacional de Operación de Gas en caso que existan diferencias entre las partes. (...)"*

**Respuesta**

Favor revisar la respuesta dada al comentario del numeral iv) de la sección 3.3.1 del presente documento.

**viii) Grupo de industriales**

**Groupe SEB Colombia  
Productos Familia S.A.  
Alfagres S.A.  
Ingredion Colombia S.A.  
Emma y Cia S.A.**

**Seatech International Inc.  
Cristalería Peldar S.A.  
Sociedad Industrial de Grasas Vegetales SIGRA S.A.  
Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales, Asoenergía  
Papeles y cartones S.A., Papelsa  
Aluminio Nacional S.A., Alumina  
Corona Industrial S.A.S.  
Mansarovar Energy Colombia Ltd.  
Postobón S.A.**

*"(...) (Las empresas arriba mencionadas) considera(n) que la Comisión debe incorporar en la resolución definitiva las definiciones de los siguientes conceptos: Variaciones de salida negativas y Variaciones de salida positivas debido a que dichos conceptos sin definir pueden estar sujetos a malinterpretaciones.*

*Por otro lado, para (las empresas arriba mencionadas) los criterios para identificar los tramos regulatorios en los que hay remitentes que contribuyeron al incumplimiento no son lo suficientemente claros. Del procedimiento descrito anteriormente se entiende que el transportador tiene que identificar los tramos, a los remitentes a los que el transportador les incumplió y a los remitentes que presentaron variaciones de salidas negativas. Sin embargo, no se entiende cómo van a ser identificados. Adicionalmente y con respecto al literal e), consideramos fundamental que el documento soporte publicado en el BEO esté sujeto a revisión por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, si algún remitente lo considera necesario. Por tal razón, proponemos que se incluya esta disposición en dicho literal de la siguiente forma:*

- e) El transportador, en relación con los literales c) y d) anteriores, demostrará que el incumplimiento se debió a la ocurrencia de variaciones de salida en la respectiva agrupación de tramos de gasoductos, para lo cual deberá publicar, en el BEO, un documento con el soporte. El documento con el soporte publicado estará sujeto a revisión por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, si algún remitente lo considera necesario.*

*Por último, bajo el mismo contexto y como según nuestro entendimiento, el transportador le puede cobrar a un remitente con variaciones de salida negativas lo dispuesto en numeral 1 y en el parágrafo 4. Si esto sucede, el remitente estaría siendo penalizado dos veces. (Las empresas arriba mencionadas) considera(n) que la Comisión debe especificar que si existe dicho evento, el transportador deberá penalizar al remitente con variaciones de salida negativas una sola vez".*

## **Respuesta**

**Sobre el particular se considera:**

- En relación con la sugerencia sobre definir variaciones negativas y positivas explícitamente, favor remitirse a la respuesta dada a los comentarios del numeral v) de la sección 3.3.1 del presente documento.
- En relación con los comentarios sobre los criterios de identificación de remitentes causantes de situaciones de incumplimiento, estos se consideran pertinentes. En la resolución definitiva se consignarán los ajustes necesarios para la claridad y objetividad de estos criterios.
- En relación con la afirmación de que “el remitente estaría siendo penalizado dos veces” se aclara que la regulación no establece reglas para penalizar. La regulación que adopta la CREG puede establecer compensaciones. En ese sentido, en la Resolución CREG 034 de 2015 se propusieron tres conceptos, a saber: i) compensaciones por variaciones de salida negativas; ii) ajuste de desbalances negativos (i.e. energía tomada mayor que energía autorizada); y iii) ajuste de desbalances positivos (i.e. energía tomada menor que energía autorizada). Se propuso que el remitente dispone de un tiempo límite para ajustar el desbalance negativo y que si no lo hace dentro de este tiempo el transportador repone el gas y cobra al remitente el valor del gas del desbalance negativo. Se entiende que si en un día de gas hubo variaciones de salida negativas netas que causaron compensación y este remitente no ajustó su desbalance dentro del tiempo previsto, el remitente estaría sujeto a pagar el valor que le corresponda de la compensación por variación de salida más el valor del gas por concepto del desbalance negativo neto. Son dos conceptos distintos que no corresponden a penalizaciones. En general, los desbalances requieren un ajuste en la relación operativa con el transportador y las variaciones de salida requieren la compensación del remitente por cuenta de los efectos de sus acciones sobre terceros.

**ix) Transportadora de Gas Internacional, TGI S.A. E.S.P.**

*“(…) sugerimos considerar en el artículo 2, la eliminación de las menciones que hacen referencia al incumplimiento por parte del transportador a otro(s) remitente(s) y a la obligación de demostrar que dichos incumplimiento se debieron a las variaciones causadas por los remitentes ubicados en la agrupación de gasoductos correspondiente.*

*Lo anterior, debido a que dichas disposiciones son inaplicables, pues además de que cada caso se convertiría en un proceso jurídico que traería costos al transportador y al remitente, podría llevar a que el transportador como única opción tenga para evitar la afectación de uno o más remitentes, tenga que, como parte de las obligaciones definidas en el RUT, suspender el servicio a quienes puedan causar una desestabilización del sistema, antes de que dicho evento ocurra. Lo anterior debería ser resuelto por el mecanismo que la CREG proponga en la resolución definitiva, para evitar que el transportador tenga llegar al punto de aplicar el segundo párrafo del numeral 4.6.3 del RUT (...)*”

**Respuesta**

Se considera que el transportador dispone de la información técnica suficiente para dar aplicación a la disposición propuesta. En todo caso, en la resolución definitiva se ajustan las disposiciones sobre este aspecto.

**x) Ecopetrol S.A.**

*"(...) Numeral e), Se recomienda modificar numeral 1 de artículo 2 referente a variaciones de Salida, tan como sigue:*

*El transportador, en relación con los numerales c) y d) anteriores, demostrará que el incumplimiento se debió a la ocurrencia de variaciones de salida en la respectiva agrupación de tramos de gasoductos, para lo cual deberá publicar, en el BEO, un documento con el soporte. (...)"*

**Respuesta**

Se considera pertinente el comentario. La resolución definitiva contendrá los ajustes necesarios para dar claridad a la regulación.

**xi) Gases de Occidente S.A. E.S.P.  
Surtigas S.A. E.S.P.**

Con respecto al literal b):

*"(...) Para mayor claridad y transparencia solicitamos que se amplíen los conceptos con los cuales el transportador procederá a agrupar los tramos de gasoductos e incluir en el cálculo del flujo físico, aspectos adicionales a la longitud tales como son la presión de operación, el diámetro, y el caudal. Adicionalmente, tal cálculo debe soportarse con la utilización de un software que aplique para el diseño y operación de gasoductos. (...)"*

**Respuesta**

Favor remitirse a la respuesta dada a los comentarios del numeral i) de la sección 3.1 del presente documento.

Con respecto al literal e):

*"(...) Corregir los literales iii) y iv) por los literales c y d. Por otro lado y para que exista claridad para todos los agentes, se sugiere que se defina una información mínima que debe contener el documento soporte que publicarán los transportadores a través del BEO. (...)"*

**Respuesta**

Se considera adecuado ajustar la resolución definitiva en este aspecto.

**xii) Empresas Públicas de Medellín E.S.P.**

*"(...)En relación con el mecanismo propuesto para compensación por variaciones negativas cuando un remitente o remitentes conectados sobre un mismo tramo de gasoducto causen incumplimiento del transportador en las entregas de gas a otros remitentes; mencionamos a la Comisión que a la fecha el mercado no conoce ningún documento técnico de parte de los transportadores o del CNOG que demuestre que con los niveles actuales de variación en el SNT se haya puesto en riesgo la estabilidad del sistema o se*

*haya presentado incumplimiento con las entregas de gas a algún agente operacional. Lo anterior es muy relevante para cumplir con el objetivo del regulador de garantizar la operación continua y de calidad del sistema de transporte, y debería iniciarse por éstos análisis técnicos que muestren cuáles son los nodos o tramos críticos del sistema según sus condiciones actuales de flujo y presión, para poder determinar la tolerancia máxima que garantice una operación confiable y segura del SNT antes de definir un posible límite de +/- 5% para dichas variaciones.*

(...)

*Todos los sistemas de transporte de gas necesitan operar bajo un rango de tolerancia dada las variaciones de la demanda diaria que escapan a la programación de gas estimada por el comercializador. Dicho rango de tolerancia depende de la cantidad programada de gas y de la capacidad de un gasoducto según se encuentra definido en el numeral 4.6.6 del RUT y sobre estas, es que un transportador debe calcular si la variación de un remitente se encuentra fuera de rango. En este sentido sugerimos a la Comisión solicitar a los transportadores el cálculo de dichas tolerancias por tramo a través de modelos de dinámica de fluidos y con base en esta información determinar posibles rangos de variación de una manera técnica y adecuada.*

*Mientras se da lo anterior una propuesta intermedia que puede ayudar a solucionar variaciones negativas y positivas, llevada al CNOG y que por desacuerdos internos de dicho organismo no ha sido informada a la Comisión es la siguiente:*

**Variación de salida acotada al factor de utilización-FU de un gasoducto:**

<i>Si el FU &lt;= a 85% habría flexibilidad.</i>	<i>-20% &lt; V &lt;=15%</i>
<i>Si el FU &gt; a 85% reducción flexibilidad.</i>	<i>-10% &lt; V &lt;=5% (...)"</i>

**Respuesta**

Se entiende que estos comentarios buscan establecer los criterios técnicos por los cuales sería permitido que uno o más remitentes pudieran extraer cantidades de energía del SNT distintas a las que nomina al transportador. En ese sentido, se considera que el comentario no es pertinente en la medida que cantidades de energía distintas a las establecidas a través de la nominación y renominación y que causen daños a terceros (i.e. suspensión del servicio) representan ineficiencia en la operación y estabilidad del SNT. Se entiende que la probabilidad de que ocurra un daño a tercero es mínima pero existe la posibilidad. En todo caso, se propone incluir en la resolución definitiva disposiciones relacionadas con información en tiempo real para que los remitentes tengan mejor control sobre las variaciones. Para mayor detalle ver respuesta a los comentarios de la sección 3.1 del numeral i) del presente documento.

**xiii) Celsia S.A. E.S.P.**

*"(...) El Literal e) del Artículo 54 establece que el transportador debe demostrar que el incumplimiento a otro remitente se debió a la ocurrencia de variaciones de salida en la respectiva agrupación de tramos de gasoductos y*

*publicar, en el BEO, un documento con el soporte. Sobre estas variaciones es importante que se defina específicamente la información que debe publicar el transportador, de manera que sea claro aspectos como: los agentes que las causaron, los valores específicos, las presiones en el sistema en el momento de ocurrencia, las compensaciones por agente. Lo anterior para evitar subjetividades en cuanto a la evaluación de las implicaciones que causan las variaciones, adicionalmente debe haber un plazo establecido para la publicación de dicha información por parte del el transportador y en caso que se incumpla no debe haber lugar a la penalidad por variaciones. (...)*

#### **Respuesta**

En la resolución definitiva se ajustan las disposiciones sobre este tema.

#### **xiv) Asociación Nacional de Empresas Generadoras, ANDEG**

*"(...) Acerca del numeral 1 del artículo 54 en el cual se identifican los tramos regulatorios en los que hay remitentes que contribuyeron a incumplimientos, haciendo referencia al literal c, es importante que el incumplimiento se entienda como la no entrega de la cantidad de energía autorizada en el punto de terminación del servicio por parte del transportador, debido a que la cantidad de energía nominada no es siempre igual a la cantidad de energía autorizada por el transportador, ocasionando aumentos injustificados en los incumplimientos y las respectivas compensaciones.*

*(...)*

*Refiriéndonos al numeral 2 del artículo 54, se entiende que las rentas generadas por variaciones de salida están dirigidas a los remitentes afectados, consideramos importante que la información sobre la operación del sistema, las variaciones y los remitentes que causaron las afectaciones, esté al alcance de todos los agentes y sea publicada en un tiempo prudente previamente a la liquidación de las compensaciones. En este sentido, y con el objetivo de brindar transparencia a la adjudicación de las compensaciones, proponemos que el transportador notifique a los agentes involucrados en las variaciones mediante el BEO y el documento soporte a más tardar el día D+3, además de publicar en su página web las condiciones del sistema para conocimiento de todos los agentes. (...)"*

#### **Respuesta**

En la resolución definitiva se ajustan las disposiciones mencionadas para dar claridad a la regulación.

#### **xv) Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico**

*"(...) Es acertada la decisión de implementar un proceso para fundamentar el cobro de las compensaciones, así como la elaboración de un informe detallado donde se plasmen las causas y fundamentos técnicos comprobables que deriven en el cobro de tales compensaciones, lo cual aporta transparencia y objetividad en el proceso.*



*Sin embargo y como complemento recomendamos lo siguiente:*

- *Incluir la obligación de publicar en tiempo real el estado del gasoducto (presiones y volúmenes de entrada y salida de los principales tramos.)*
- *Publicar un informe preliminar para comentarios de los interesados, de manera que estos tengan la oportunidad de analizar con la presentación de las pruebas que lo soporten, y*
- *En caso de que existan diferencias entre las partes en cuanto a los argumentos del informe, se sugiere seguir el debido proceso instaurando para ello una segunda instancia. (...)"*

### **Respuesta**

Con respecto a los requerimientos de información sobre el estado operativo del gasoducto, favor remitirse a la respuesta dada a los comentarios del numeral i) de la sección 3.1 del numeral.

En relación con su solicitud de instaurar una segunda instancia dentro del proceso de cobro de las compensaciones se considera que tal situación debe ser resuelta entre las partes involucradas en el evento de un incumplimiento causado por variaciones de salida, ya sea mediante el acuerdo de las partes y si ello no fuere posible a través de los mecanismos de solución de conflictos que legalmente existen. Estos mecanismos de resolución de conflictos por lo general pueden incorporarse como una cláusula contractual. En caso de que ello no se encontrase estipulado dentro de un contrato, las partes podrán acudir ante la Jurisdicción ordinaria con el objeto de que sea ésta quien dirima la situación.

Por lo tanto no es posible acoger su sugerencia, aunado al hecho de que las segundas instancias son propias ya sea de los procesos judiciales o de actuaciones administrativas en donde es necesaria que por ley se instaure y de esa forma agotar la etapa de ejercicio y decisión de los recursos obligatorios, es decir cuándo se pueden interponer tanto el recurso de reposición y en subsidio el de apelación.

*"(...) En el literal e) del numeral 1 del artículo 54 que se modifica con el artículo 2 del proyecto de resolución, se debe referir a los numerales c) y d) en vez de iii) y iv). (...)"*

### **Respuesta**

En la resolución definitiva se realizan los ajustes pertinentes.

### **3.3.2 Parágrafo 1 – Liquidación de compensaciones**

#### **i) Promigas S.A. E.S.P.**

<b>Resolución CREG 34 de 2015 (Original)</b>	<b>Propuesta de modificación al texto</b>
<i>"Parágrafo 1. Las sumas que resulten de aplicar lo dispuesto en el presente artículo deberán ser liquidadas mensualmente, por parte del</i>	<b><u>Se solicita aclarar quién es el beneficiario?</u></b>

<i>beneficiario, y facturadas con la misma periodicidad de la facturación del servicio."</i>	
--	--

**Respuesta**

En la resolución definitiva se establecerá de manera clara quién es el beneficiario.

**ii) Unifund S.A.S. E.S.P.**

Con respecto al beneficiario mencionado en el Parágrafo 1 de la modificación al artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013, solicitan aclarar *"(...) quien es este beneficiario; el Transportador o el remitente a quien se le incumplió"*.

**Respuesta**

En la resolución definitiva se establecerá de manera clara quién es el beneficiario.

**iii) Ecopetrol S.A.**

*"(...) Se sugiere que se especifique quien es el beneficiario. Adicionalmente, proponemos que sea el transportador quien facture debido a que el vínculo contractual existente es entre el Transportador y el Remitente, así como el procedimiento que debe aplicar el Transportador para realizar el cobro y pago de la variación. (...)"*

**Respuesta**

Se acogen los comentarios. En la resolución definitiva se establecerá de manera clara quién es el beneficiario y se asigna al transportador la responsabilidad de recaudar y pagar los montos correspondientes a compensaciones por variaciones de salida negativas.

**iv) Gases de Occidente S.A. E.S.P.  
Efigas S.A. E.S.P.  
Surtigas S.A. E.S.P.**

*"(...) En la norma se cita que el beneficiario realizará la liquidación mensualmente, consideramos que el transportador debería ser beneficiario, es decir, que en la norma quede el transportador en el texto. (...)"*

CE

## Respuesta

En la resolución definitiva se establecerá de manera clara quién es el beneficiario.

### 3.3.3 Parágrafo 2 - Metodología para determinar de manera objetiva los remitentes a los que un transportador les incumple por cuenta de las variaciones de salida

#### i) Grupo de industriales

**Groupe SEB Colombia  
Productos Familia S.A.  
Alfagres S.A.  
Ingredion Colombia S.A.  
Emma y Cia S.A.  
Seatech International Inc.  
Cristalería Peldar S.A.  
Sociedad Industrial de Grasas Vegetales SIGRA S.A.  
Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales, Asoenergía  
Papeles y cartones S.A., Papelsa  
Aluminio Nacional S.A., Alumina  
Corona Industrial S.A.S.  
Mansarovar Energy Colombia Ltd.  
Postobón S.A.**

*"(...) (Las empresas arriba mencionadas) considera(n) que no es claro a qué se refiere la Comisión cuando menciona que 'el CNOG propondrá a la CREG la metodología para determinar de manera objetiva a los remitentes que un transportador les incumple por cuenta de las variaciones de salida'. Esto, debido a que en el punto anterior la Comisión está proponiendo un procedimiento a cargo del transportador para determinar estos remitentes. Por lo tanto, si el CNOG propone una nueva metodología ¿el numeral 1 se vería totalmente o parcialmente modificado? ¿La propuesta del CNOG y el procedimiento del numeral 1 serían complementarias o excluyentes? (...)"*

## Respuesta

Favor remitirse a la respuesta a comentarios del numeral xi) de la sección 3.1 del presente documento.

#### ii) Ecopetrol S.A.

*"(...) Dado que el 1 de abril de 2014 fue remitido por parte del CNOG la propuesta de la Metodología para determinar los remitentes a los que un transportador les incumple por cuenta de las variaciones de salida, por lo cual sugerimos su revisión para que sea incluida en la resolución definitiva, a su vez sugerimos que se elimine el tiempo establecido en esta resolución para cumplir con esta propuesta. (...)"*

## Respuesta

Favor remitirse a la respuesta a comentarios del numeral xi) de la sección 3.1 del presente documento.

### iii) Celsia S.A. E.S.P.

*"(...) El Parágrafo 2 establece un plazo de seis meses para que el CNOG proponga a la CREG la metodología para determinar de manera objetiva los remitentes a los que un transportador les incumple por cuenta de las variaciones de salida. En este caso, no es claro cómo se realizará la identificación de los remitentes a los que el transportador les incumple mientras se tiene dicha metodología. En todo caso, si es el mismo transportador quien establece los remitentes afectados, las compensaciones recaudadas deben ser trasladadas a estos en su totalidad y no permitir rentas extraordinarias por este concepto a los transportadores y hasta tanto no se tenga claro este mecanismo no debe haber lugar al cobro de las compensaciones. (...)"*

## Respuesta

Favor remitirse a la respuesta a comentarios del numeral xi) de la sección 3.1 del presente documento.

### iv) Asociación Nacional de Empresas Generadoras, ANDEG

*"(...) De igual forma, teniendo en cuenta que el parágrafo 2 establece que dentro de los seis (6) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente Resolución el CNOG propondrá a la CREG la metodología para determinar de manera objetiva los remitentes a los que un transportador les incumple por cuenta de las variaciones de salida, se debe establecer en el presente proyecto de resolución cómo aplicaría el cálculo de la compensación referenciado en el literal c del numeral 1 del artículo 54 hasta que esté en firme la metodología establecida por el CNOG. (...)"*

## Respuesta

Favor remitirse a la respuesta a comentarios del numeral xi) de la sección 3.1 del presente documento.

### v) Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico

*"(...) En el parágrafo 2 del artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013, se establece que dentro de los seis (6) meses siguientes a la entrada en vigencia de la mencionada Resolución, el CNOG propondrá a la CREG la metodología para determinar de manera objetiva los remitentes a los que un transportador les incumple por cuenta de las variaciones de salida.*

*Solicitamos que una vez el CNOG presente a la CREG la metodología de que trata el parágrafo 2 del artículo 54, ésta sea dada a conocer para conocimiento y comentarios de los agentes. (...)"*

## Respuesta

Favor remitirse a la respuesta a comentarios del numeral xi) de la sección 3.1 del presente documento.

### 3.3.4 Parágrafo 3 – Puntos de salida con mediciones comunes a varios remitentes

#### i) Gas Natural S.A. E.S.P.

*"(...) Respecto a lo mencionado en el parágrafo 3 del artículo 2, donde se señala que 'En resolución aparte se determinará la forma como el distribuidor podrá cobrar las compensaciones a que haya lugar a los remitentes causantes de las variaciones', nos permitimos solicitar a la Comisión que la regulación que establezca los mecanismos y procedimientos de cobro de dichas compensaciones por parte del distribuidor a los remitentes que corresponda se expida y comience a regir a partir del momento que se apliquen efectivamente las compensaciones contempladas en esta propuesta.*

*Por otro lado, proponemos que la aplicación de la metodología de compensación se permita mediante la conformación de nodos que agrupen varios puntos de salida de acuerdo a su ubicación geográfica. Es decir, que así como en un sistema de distribución que tiene varios puntos de inyección, la desviación se calculará sobre la suma de dichos puntos y sobre el total de los consumos dentro del sistema de distribución, de la misma forma y bajo el mismo concepto se permita agrupación de volúmenes en determinados nodos como por ejemplo la estación de Cagua en Cundinamarca. (...) "*

## Respuesta

La Comisión actualmente se encuentra trabajando en una propuesta para reglamentar la forma como el distribuidor podrá cobrar las compensaciones a que haya lugar a los remitentes causantes de las variaciones. Esta propuesta será publicada próximamente para que los interesados remitan sus observaciones y sugerencias.

Con respecto a la agrupación de nodos, favor ver la respuesta a los comentarios del numeral v) de la sección 3.1 del presente documento.

#### ii) Emgesa S.A. E.S.P

*"(...) En el Parágrafo 3 del Artículo 2, se hace referencia a las disposiciones que emitirá la CREG en Resolución aparte para determinar la forma como un Distribuidor podrá cobrar las variaciones a los remitentes causantes de estas: sobre el particular queremos solicitar a la Comisión se priorice la expedición de dicha Resolución, toda vez que en la actualidad no existe uniformidad en el tratamiento por parte de los diferentes Distribuidores hacia sus remitentes y la falta de claridad y regulación al respecto, limita o condiciona la entrada y participación de Agentes diferentes al Distribuidor incumbente. (...) "*

### Respuesta

Con respecto al comentario planteado, favor remitirse al primer párrafo de la respuesta del numeral ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. de la sección 3.3.4 del presente documento.

#### iii) Ecopetrol S.A.

*"(...) Dado que el 19 de junio de 2014, fue remitido por parte del CNOG la propuesta para reglamentar la forma como el distribuidor cobrará las compensaciones a que haya lugar a los remitentes causantes de las variaciones, por lo cual sugerimos su revisión y adopción. (...)"*

### Respuesta

La Comisión se encuentra trabajando en una propuesta para reglamentar la forma como el distribuidor podrá cobrar las compensaciones a que haya lugar a los remitentes causantes de las variaciones, la cual será publicada próximamente para que los interesados remitan sus observaciones. Para la elaboración de esta propuesta, se están estudiando los comentarios y sugerencias recibidos por parte de los diferentes agentes, entre ellos la propuesta remitida por el CNOG a la cual se hace referencia.

#### iv) Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

*"(...) En puntos de salida con medición común dado que continúa pendiente expedir la metodología para que un Distribuidor pueda cobrar a remitentes que en dicho punto causen las compensaciones por variaciones negativas, se solicita respetuosamente que no entre en vigencia ninguna penalización por variaciones negativas o positivas en estos puntos hasta que no se expida por parte de la Comisión dicho mecanismo, dado que el Distribuidor de gas no cuenta con las herramientas necesarias para replicar dicha compensación a los posibles remitentes causantes de la misma.*

*(...)*

*Debe establecerse de manera explícita la manera de replicar posibles penalizaciones hacia la demanda no regulada conectada dentro del sistema de distribución, la cual finalmente a pesar de las gestiones que el distribuidor realice, puede ser la causante de una variación positiva o negativa en un punto de salida. Por lo anterior se sugiere que el mecanismo que se defina, sea expedido simultáneamente con las penalizaciones a remitentes en puntos de medición común. (...)"*

### Respuesta

La Comisión considera fundamental la aplicación de compensaciones por variaciones de salida para mantener la estabilidad del sistema y la eficiencia del mercado. Adicionalmente, la Comisión se encuentra trabajando en una propuesta para reglamentar la forma como el distribuidor podrá cobrar las compensaciones a que haya lugar a los remitentes causantes de las variaciones, la cual será publicada próximamente para que los interesados remitan sus observaciones. Se espera adoptar la regulación definitiva sobre este particular en el muy corto plazo. En ese sentido no se acoge la solicitud de aplazar la entrada en vigencia del esquema de compensaciones.

v) **Gases de Occidente S.A. E.S.P.**  
**Efigas S.A. E.S.P.**  
**Surtigas S.A. E.S.P.**

Con respecto a la resolución en la cual se determinará la forma como el distribuidor podrá cobrar las compensaciones a que haya lugar a los remitentes causantes de las variaciones:

*"(...) Solicitamos que se defina una fecha o un tiempo en la cual esta Resolución debe estar lista y además que defina metodología que permitirá a los distribuidores trasladar a la demanda el cobro de compensaciones. Adicionalmente, consideramos que los cobros no apliquen hasta tanto esta resolución entre en vigencia. (...)"*

**Respuesta**

Con respecto al comentario planteado, favor remitirse al numeral iv) de la sección 3.3.4 del presente documento.

**3.3.5 Parágrafo 4 – Variaciones de salida negativas**

i) **Promigas S.A. E.S.P.**

<b>Resolución CREG 34 de 2015 (Original)</b>	<b>Propuesta de modificación al texto</b>
<i>"Parágrafo 4. Cuando la diferencia... Si el transportador no recibe esta cantidad de energía dentro del plazo establecido, se entenderá que el remitente cumplió con su obligación y no dará lugar al cobro de la cantidad de energía por parte del transportador".</i>	<i>"Parágrafo 4. Cuando la diferencia... Si el transportador <del>no</del> recibe esta cantidad de <del>energla</del> dentro del plazo establecido, se entenderá que el remitente cumplió con su obligación y no dará lugar al cobro de la cantidad de energía por parte del transportador".</i>

**Respuesta**

En la resolución definitiva se ajusta la redacción de las disposiciones mencionadas en este comentario.

ii) **Unifund S.A.S. E.S.P.**

En relación a los Parágrafos 4 y 5, teniendo en cuenta que los dos hacen referencia a "la diferencia entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente en un día de gas", la cual es la definición de desbalance de energía según el RUT, sugieren *"(...) crear un artículo nuevo de desbalance de energía, para incluir lo tratado en los parágrafos 4 y 5"*.

## Respuesta

Se debe tener en cuenta que en la Resolución CREG 034 de 2015 se propuso modificar el artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013, el cual hace referencia a variaciones de salida. Con el ánimo de conservar la uniformidad en el cuerpo de la Resolución CREG 089 de 2013 no se considera adecuado establecer un nuevo artículo en la Resolución CREG 034 de 2015 para tratar el tema de desbalances.

### iii) MC2 S.A.S. E.S.P.

*"(...) 2. Del Parágrafo 4 del Artículo 2 entendemos que si la variación de salida (cantidad de energía entregada menos la cantidad de energía tomada) es menor a -5% de la cantidad de energía contratada al productor, se debe entregar al término del día D+2 la energía del desbalance o pagar la compensación al transportador (cualquiera de las dos opciones) y estas opciones son igualmente válidas para ajustar el balance final del periodo. Agradecemos por favor nos confirmen si es así.*

*3. Del punto anterior también nos surge la inquietud, que consideramos prudente que se aclare en la resolución definitiva, respecto a cómo se manejan los eventos en los que la variación de salida es negativa pero mayor al -5% (es decir está entre -5% y 0%), por ejemplo:*

- a. Cantidad contratada: 1000 MBTUD*
- b. El -5% de la cantidad contratada equivaldría a -5 MBTUD.*
- c. Se consumió 104 MBTU en determinado día, lo que equivale a una variación de -4 MBTU (=100- 104).*
- d. La variación equivale a -4% de lo contratado, lo cual es mayor al -5%, por lo que entendemos que NO tocaría reponer el gas antes del día D+2 ni pagar compensación.*
- e. ¿Estamos en lo correcto?*
- f. ¿Qué sucedería con esa variación negativa, que es mayor al -5%, cuando se genera un cobro por desatención a otros usuarios en el tramo donde está el punto de salida? ¿Se genera cobro de penalización según el Anexo 3, así sea mayor al -5%?*

*4. Encontramos una contradicción en el parágrafo 4 del artículo 2, ya que sobra la palabra 'no' que tachamos:*

*"(...) Si el remitente no entrega la energía dentro de este plazo, el transportador cobrará al remitente esta cantidad de energía a un único precio que se establece conforme al numeral 6 del Anexo 3 de esta Resolución. Si el transportador ~~no~~ recibe esta cantidad de energía dentro del plazo establecido, se entenderá que el remitente cumplió con su obligación y no dará lugar al cobro de la cantidad de energía por parte del transportador. (...)*

*5. En el Parágrafo 4 del Artículo 2, nos surge la inquietud del siguiente texto:*



**Parágrafo 4.** Cuando la diferencia entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente en un día de gas D sea menor a -5% de la cantidad de energía contratada al productor, el remitente dispondrá hasta el término del día de gas D+2 para entregar al sistema de transporte la cantidad de energía del desbalance. (...)

Nuestra inquietud radica en que el texto indica una energía contratada al productor, sin embargo, en nuestras transacciones en el mercado secundario la energía que contratamos la realizamos a otro comercializador. Agradecemos por favor se aclare en la resolución si estas diferencias aplicarían igualmente para las negociaciones en el mercado secundario (donde no participan productores únicamente, sino también comercializadores). (...)

### Respuesta

Con respecto al ajuste del balance al final del período en la propuesta se establece que “En la liquidación del balance al final del período mensual el transportador deberá tener en cuenta las cantidades que el remitente entregó o debió pagar en cumplimiento de lo establecido en el presente parágrafo”. De esta disposición se entiende que si en el acuerdo de balance el transportador y el remitente prevén liquidación mensual, en dicha liquidación se deberán tener en cuenta las cantidades que ya fueron pagadas por parte del remitente o cobradas por parte del transportador durante el respectivo mes en virtud de la disposición propuesta. También se entiende que la forma en que se realice esa liquidación (e.g. en gas o en dinero) dependerá de lo establecido en el respectivo acuerdo de balance.

Con respecto a las cantidades negativas, resultado de la forma en que se calcula, matemáticamente -4% es mayor que -5%; pero en términos absolutos las cantidades en exceso tomadas no exceden el límite del -5% y por tanto no hay lugar a ajustar el desbalance en ese día de gas. Ahora bien, si este desbalance neto sea de -4% está asociado a un tramo o grupo de gasoductos en los que hay daño a terceros (i.e. suspensión del servicio por variación negativa), el remitente debe asumir la parte de la compensación que le corresponda. Es decir, las reglas para ajustes de desbalances y para compensaciones por variaciones de salida operan de manera independiente. En la resolución definitiva se ajusta esta parte de tal manera que se consideren los desbalances acumulados para cada día. Con esto se garantiza que no haya acumulación de cantidades de desbalance en el sistema inferiores a -5%.

En relación con la palabra “no” del parágrafo 4 se aclara que las disposiciones de este parágrafo tienen como propósito establecer que el remitente cumple su obligación si él intenta entregar el gas pero el transportador no se lo recibe. En todo caso, si hay razón justificada desde el punto de vista operativo por parte del transportador para no recibir el gas se propone que el transportador y el remitente liquiden esa cantidad de gas de desbalance en cualquier momento. Es decir, el remitente no quedaría exento de cumplir con la obligación de ajustar ese desbalance pero podría acordar con el transportador cuándo y cómo lo hace. Esta última parte se incorpora en la resolución definitiva.

Con respecto a la inquietud sobre la cantidad de energía contratada con el productor se acoge el comentario y en ese sentido se propone considerar la cantidad contratada al transportador. En la resolución definitiva se realizan los ajustes y aclaraciones pertinentes.

iv) **Termobarranquilla S.A. E.S.P.**

*"(...) Con relación a lo establecido en el parágrafo 4 del numeral 2 del artículo 2 de esta resolución en consulta, viabilizar que los remitentes tengan la opción de devolver el gas hasta un término del día de gas D+2, no solo debe restringirse cuando la diferencia entre 'la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente en un día de gas D sea menor a -5% de la cantidad de **energía contratada** (el resaltado es nuestro) al productor', sino a la cantidad de energía autorizada, permitiendo así a los remitentes poder devolver el gas que fue tomado sin autorizar y sin tener penalizaciones por compensaciones, y a la vez posibilitar una operación más estable del gasoducto para los subsiguientes días de gas. (...)"*

**Respuesta**

Con el fin de dar mayor claridad a la regulación, en la resolución definitiva se ajustan las disposiciones sobre las cuales se plantean los comentarios.

v) **ISAGEN S.A. E.S.P.**

*"(...) Respetuosamente sugerimos a la Comisión lo siguiente:*

- Que el cálculo diario de balances y la correspondiente exigencia de ajustes en un período de 48 horas, únicamente aplique cuando haya una condición operativa crítica en el SNT.*
- Que todos los transportadores publiquen en su BEO los valores de los consumos horarios y diarios de cada punto de salida de manera que los remitentes cuenten con la Información necesaria para confrontar las cuentas de balance diarias que se proponen.*

*(...)*

*El mismo parágrafo 4 continúa diciendo:*

*'...Si el remitente no entrega la energía dentro de este plazo, el transportador cobrará al remitente esta cantidad de energía a un único precio que se establece conforme al numeral 6 del Anexo 3 de esta Resolución. Si el transportador no recibe esta cantidad de energía dentro del plazo establecido, se entenderá que el remitente cumplió con su obligación y no dará lugar al cobro de la cantidad de energía por parte del transportador. (subrayado fuera de texto).*

*Al parecer hay un error en la redacción de la frase subrayada del párrafo anterior, consideramos que realmente debe decir lo siguiente:*

*'Si transportador recibe esta cantidad de energía dentro del plazo establecido, se entenderá que el remitente cumplió con su obligación y no dará lugar al cobro de la cantidad de energía por parte del transportador. (...).'*

## Respuesta

No se acoge la propuesta de que haya ajustes de desbalances únicamente cuando haya condición operativa crítica en el SNT. Uno de los objetivos del ajuste de desbalances en corto plazo es evitar que el sistema llegue a condición operativa crítica pues ello puede comprometer la prestación del servicio. Se debe tener en cuenta que el sistema de transporte no se debe usar como sistema de almacenamiento, excepto cuando se contrata el servicio de parqueo lo cual debe estar previamente aprobado por el transportador.

Con relación a la publicación de información en el BEO, favor ver la respuesta dada a los comentarios del numeral iv) de la sección 3.3.1 del presente documento.

Frente a la redacción del párrafo 4, favor ver la respuesta dada a los comentarios del numeral iii) de la sección 3.3.5 del presente documento.

### vi) Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P., Gecelca

*"(...)Teniendo en cuenta que los remitentes tienen un portafolio de suministro de gas con la contratación a varios productores y/o comercializadores del mercado primario o el mercado secundario de gas, sería necesario incluir tales condiciones en la redacción del procedimiento para la determinación del desbalance. Así mismo, agradecemos a la Comisión evaluar que el tiempo del balance sea hasta siete (7) días en vez de dos (2) días, tal como se encuentra la propuesta para balancearse con el transportador, debido a que lo anterior, permitiría incluir el fin de semana en la ventana de tiempo para el balance, con el objeto de contar con aquellos días de demanda baja en los cuales hay mayor disponibilidad de gas. (...)"*

## Respuesta

Los desbalances se determinan a partir de las mediciones de las cantidades entregadas por el transportador. Se entiende que el remitente responsable de la nominación debe considerar sus condiciones particulares frente al suministro de gas tales como contratación de varios productores-comercializadores o gas transado en el mercado secundario. No se considera necesario establecer disposiciones adicionales sobre el particular.

Con respecto al tiempo para ajustar desbalances, favor ver las respuestas dadas a los comentarios del numeral xv) de la sección 3.3.5 y del numeral vi) de la sección 3.3.1 del presente documento.

### vii) Gas Natural S.A. E.S.P.

*"(...) Sobre lo señalado en los párrafos 4 y 5, donde se menciona que '(...) la diferencia entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente (...)', entendemos que la energía entregada hace referencia a la energía autorizada, tal como se establece en la definición de variación de salida del artículo 1, por lo cual consideramos que se debe hacer el respectivo ajuste.*

*Por otra parte proponemos armonizar los párrafo 4 y 5 en relación con el plazo que establece la Comisión para entregar y/o nominar la cantidad de energía al sistema por el desbalance respectivamente, modificando el*

*parágrafo 5 y otorgando un plazo al remitente para tomarse el gas dejado de consumir en el día D. Hemos observado que dado que la publicación de la cuenta de balance del día D se hace al medio día del D+1, muy cerca al plazo para la nominación del día D+2, sugerimos que dicho plazo para balancear la cuenta debería extenderse hasta el día D+3. (...)”*

### **Respuesta**

Los párrafos 4 y 5 de la propuesta de la Resolución CREG 034 de 2015 hacen referencia al concepto de desbalance de energía como se define en el RUT. En la resolución definitiva se ajusta la redacción para mayor claridad.

Con respecto al tiempo para ajustar desbalances, favor ver las respuestas dadas a los comentarios del numeral xv) de la sección 3.3.5 y del numeral vi) de la sección 3.3.1 del presente documento.

### **viii) Chevron Petroleum Company**

*“(...) a. Parágrafo 4, sugerimos que la diferencia entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente sea la acumulada hasta el día de gas D, teniendo en cuenta que pueden presentarse variaciones menores de manera sistemática por parte de un agente sin que lleguen a ser corregidas oportunamente.*

*b. En el mismo Parágrafo 4 creemos que dado el impacto operativo negativo que por experiencia hemos tenido en nuestra operación, el porcentaje de variación se modifique de un -5% a un -2%.*

*c. En el parágrafo 4 dejar claridad del mecanismo que permita evidenciar que el remitente dispuso la entrega al transportador para que reciba la cantidad de desbalance y de esta manera evitar discrepancias entre los mismos. (...)”*

### **Respuesta**

Se acoge el comentario sobre considerar la cantidad de energía acumulada hasta el día de gas para efectos de ajustar los desbalances. En la resolución definitiva se realizan los ajustes del caso.

No se acoge la propuesta de cambiar el porcentaje del desbalance negativo. Dentro de los comentarios recibidos por parte de agentes y terceros interesados no se observan planteamientos sólidos que sugieran modificar este porcentaje.

### **ix) Grupo de industriales**

**Groupe SEB Colombia**

**Alfagres S.A.**

**Ingredion Colombia S.A.**

**Emma y Cia S.A.**

**Seatech International Inc.**

**Cristalería Peldar S.A.**

**Sociedad Industrial de Grasas Vegetales SIGRA S.A.**

**Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales –Asoenergía-**

**Papeles y cartones S.A., Papelsa  
Aluminio Nacional S.A., Alumina  
Corona Industrial S.A.S.  
Mansarovar Energy Colombia Ltd.  
Postobón S.A.  
Productos Familia S.A.**

*"(...) (Las empresas arriba mencionadas) considera(n) inadecuada para la industria la propuesta mencionada en el Parágrafo 4. En dicho Parágrafo la Comisión introduce un concepto adicional al de variación de salida y modifica los parámetros para realizar el cálculo de la diferencia, y por lo tanto, contradice la definición propuesta de Variación de salida y con la modificación propuesta del artículo 54 de Variaciones de salida. Los parámetros definidos en la Resolución CREG 089 de 2013 y en la propuesta en cuanto a la definición de Variación de salida son: 'la cantidad de **energía total autorizada** por el transportador para un punto de salida y la cantidad de energía total tomada...' En cambio, en el Parágrafo 4 propuesto, la Comisión los modifica incorporando '**la cantidad de energía entregada**' en reemplazo de la 'energía total autorizada'.*

*Los parámetros con los que se calculan las diferencias o desbalances de los remitentes deben ser medidos en el mismo punto y deben ser coherentes con quien el remitente tenga suscrito el acuerdo de balance. Adicionalmente, el acuerdo de balance de un remitente debe ser totalmente independiente de otros acuerdos de balance. De lo contrario, los riesgos de otros agentes del mercado se estarían transfiriendo al remitente. Es decir, si un remitente tiene suscrito un acuerdo de balance con un transportador, el cálculo del desbalance debe depender de lo que el transportador le acepta al remitente y lo que el remitente toma del transportador y no debe depender de lo que el transportador tenga pactado en otros acuerdos de balance, por ejemplo, con un productor o con una estación de GNV.*

*Por otro lado, (las empresas arriba mencionadas) propone(n) ampliar el plazo de D+2 a **D+3** para que el remitente ajuste el desbalance. Lo anterior, debido a que el transportador publicaría la energía del desbalance en el día D+1, y el remitente solo contaría con un día para ajustarse. Adicionalmente, solicitamos a la Comisión reconsiderar la banda del 5% debido a que, por razones no controlables e inherentes a los procesos productivos, el error de proyección de consumo de las industrias no reguladas frente al consumo real supera ese valor. Las anteriores consideraciones tienen en cuenta el fundamental de darle liquidez al mercado.*

*Teniendo en cuenta lo anterior, (las empresas arriba mencionadas) propone(n) la siguiente modificación:*

**Parágrafo 4. Cuando por causas imputables al remitente, la cantidad de energía total autorizada por el transportador para un punto de salida y la cantidad de energía total tomada por un remitente en un día de gas D sea menor a -10% de la cantidad de energía contratada al productor, el remitente dispondrá hasta el término del día de gas **D+3** para entregar al sistema de transporte la cantidad de energía del desbalance. Si el remitente no entrega la**

*energía dentro de este plazo, el transportador cobrará al remitente esta cantidad de energía a un único precio que se establece conforme al numeral 6 del Anexo 3 de esta Resolución. Si el transportador recibe esta cantidad de energía dentro del plazo establecido, se entenderá que el remitente cumplió con su obligación y no dará lugar al cobro de la cantidad de energía por parte del transportador.*

*Es importante mencionar que en la propuesta realizada se eliminó la palabra 'no' de la siguiente frase: 'Si el transportador **no** recibe esta cantidad de energía dentro del plazo establecido, se entenderá que el remitente cumplió con su obligación y no dará lugar al cobro de la cantidad de energía por parte del transportador'. Lo anterior debido a que esta palabra cambia completamente el sentido objetivo de la frase. (...)”*

### **Respuesta**

Con respecto a los comentarios sobre los conceptos de variación y de desbalance, favor ver las respuestas dadas a los comentarios del numeral xv) de la sección 3.3.5 del presente documento. Frente al porcentaje y el plazo para ajustar los desbalances, favor ver las respuestas dadas a los comentarios del numeral xv) de la sección 3.3.5 y de numeral v) de la presente sección.

Con relación a con la palabra “no” del párrafo 4, favor ver el tercer párrafo de las respuestas dadas a los comentarios del numeral iii) de la presente sección.

### **x) Emgesa S.A. E.S.P**

*“(…) En el Parágrafo 4 del Artículo 2, sugerimos aclarar que la cantidad de energía para la comparación de la desviación debe ser sobre la base de “la cantidad de energía contratada al productor-comercializador”, en igual redacción a lo establecido en el Parágrafo 5.*

*En relación con este mismo parágrafo solicitamos a la Comisión se aclaren las siguientes dudas originadas en la interpretación de la norma:*

*¿La energía contratada corresponde a operaciones de mercado primario y secundario?*

*¿Qué mecanismo se utilizará y quien será el responsable de verificar los contratos de suministro, que permita definir ‘la cantidad de energía contratada’?*

*¿Para desviaciones superiores al -5%, que procedimiento se debe seguir entre los Agentes?*

*¿En nuestro entender, la última afirmación del Parágrafo puede generar una doble interpretación, motivo por el cual, solicitamos a la Comisión precisar cuál es el sentido de esta:*

- o La primera es que ‘Si el remitente entrega la energía tomada dentro del plazo es decir el transportador recibe la energía dentro del sistema de*

transporte no se generan cobros al remitente' de ser así creemos que debería eliminarse el NO resaltado.

- o La segunda es que 'El remitente entrega el gas pero el transportador NO lo recibe por la razón que sea, en esta condición se entiende igual que el remitente cumplió con su obligación y no será sujeto de cobros o sanciones por parte del transportados'. En este caso si aplicaría el NO resaltado.

**Parágrafo 4.** Cuando la diferencia entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente en un día de gas D sea menor a -5% de la cantidad de energía contratada al productor, el remitente dispondrá hasta el término del día de gas D+2 para entregar al sistema de transporte la cantidad de energía del desbalance. Si el remitente no entrega la energía dentro de este plazo, el transportador cobrará al remitente esta cantidad de energía a un único precio que se establece conforme al numeral 6 del Anexo 3 de esta Resolución. Si el transportador **no** recibe esta cantidad de energía dentro del plazo establecido, se entenderá que el remitente cumplió con su obligación y no dará lugar al cobro de la cantidad de energía por parte del transportador.

(...)"

#### Respuesta

En la resolución definitiva se aclara la redacción de los párrafos 4 y 5. En particular se propone considerar la cantidad contratada con el transportador en lugar de la cantidad contratada con el productor-comercializador. Lo anterior al considerar que un remitente puede contratar suministro en el mercado secundario.

De otra parte, se entiende que aquellos casos en que hay contratos de capacidades de transporte en el mercado secundario el responsable de las variaciones y desbalances frente al transportador es el remitente primario.

Con relación a la palabra "no" del párrafo 4, favor remitirse al tercer párrafo de las respuestas dadas a los comentarios del numeral iii) de la sección 3.3.5 del presente documento.

#### xi) Inversiones de Gases de Colombia S.A., Invercolsa

"(...) No obstante encontrar acertado el planteamiento de la Comisión, de disponer hasta el día de gas D+2 para devolver la cantidad adicional de energía tomada por un remitente en el día de gas D, solicitamos a la Comisión, incluir el procedimiento de notificación por parte del transportador al remitente al finalizar el día de gas D a modo de pre-aviso en el cual especifique la cantidad de energía de la variación. (...)"

#### Respuesta

Favor ver la respuesta dada a los comentarios del numeral iv) de la sección 3.3.1 del presente documento.

CK

**xii) Transportadora de Gas Internacional, TGI S.A. E.S.P.**

*"(...) se proponen cambios en la redacción de los parágrafos 4 y 5 debido a que actualmente existe un problema con los desbalances positivos que ocasionan sobrepresiones en el sistema de transporte, lo cual puede desencadenar en una situación crítica de integridad en los sistemas de transporte debido al manejo de presiones máximas de presión.*

*En el párrafo 4 del artículo 2 recomendamos la siguiente redacción:*

**'Parágrafo 4.** Cuando el desbalance acumulado sea menor al -5% de la energía autorizada por el transportador para el día D, el remitente dispondrá hasta el término del día de gas D+2 para entregar al sistema de transporte la cantidad de energía del desbalance acumulado, realizando la nominación de transporte para el punto en que se presentó el desbalance. Si el remitente no realiza la nominación de transporte para entregar la energía dentro de este plazo, el transportador cobrará al remitente a título de compensación, esta cantidad de energía a un único precio que se establece conforme al numeral 6 del Anexo 3 de esta Resolución. Si el transportador no acepta recibir esta cantidad de energía dentro del plazo establecido, se entenderá que el remitente cumplió con su obligación y no dará lugar al cobro de la cantidad de energía a título de compensación por parte del transportador, pero el remitente continuará teniendo el gas que debe en la cuenta de balance y acordarán mecanismos para reducir el saldo de la cuenta de balance.

*Para puntos de salida que no posean equipos de telemetría o que dichos equipos presenten fallas de funcionamiento, el remitente dispondrá de 15 días para balancear la cuenta después de la publicación de la cuenta de balance realizada por el transportador, en caso de no realizarse en el periodo establecido, El Transportador liquidará la energía del desbalance de acuerdo al numeral 6 de Anexo 3 de esta resolución más los cargos de transporte correspondientes.*

*En la liquidación del balance al final del período mensual, el transportador deberá tener en cuenta las cantidades que el remitente entregó o debió pagar en cumplimiento de lo establecido en el presente párrafo'. (...)"*

**Respuesta**

En la resolución definitiva se hacen ajustes a los parágrafos 4 y 5 los cuales incorporan aspectos propuestos en estos comentarios.

Con respecto a los puntos que no posean telemetría, favor ver la parte final de la respuesta a los comentarios del numeral ii) de la sección 3.1 del presente documento.

**xiii) Ecopetrol S.A.**

*"(...) Se sugiere cambiar 'la cantidad de energía contratada al productor' por 'la sumatoria de las cantidades de energía contratadas a los productores', debido a que en un punto de salida un remitente puede tomar gas comprado de más de un productor.*



*Para que sea operativo este párrafo se sugiere que el transportador cuente con la información relacionada de las cantidades de energía contratadas a los productores por parte de sus remitentes. Se propone que esta información sea suministrada a los transportadores a través del Gestor del mercado.*

*Con base en lo anterior se propone la siguiente redacción para el párrafo 4:*

*Cuando la diferencia entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente en un día de gas D sea menor a -5% de la **sumatoria de las cantidades de energía contratadas a los productores**, el remitente dispondrá hasta el término del día de gas D+2 para entregar al sistema de transporte la cantidad de energía del desbalance. Si el remitente no entrega la energía dentro de este plazo, el transportador cobrará al remitente esta cantidad de energía a un único precio que se establece conforme al numeral 6 del Anexo 3 de esta Resolución. Si el transportador no recibe esta cantidad de energía dentro del plazo establecido, se entenderá que el remitente cumplió con su obligación y no dará lugar al cobro de la cantidad de energía por parte del transportador. (...)*

#### **Respuesta**

Favor ver el primer párrafo de la respuesta dada a los comentarios del numeral x) de la presente sección.

#### **xiv) Gases de Occidente S.A. E.S.P. Surtigas S.A. E.S.P.**

*"(...) Consideramos que lo expresado en los párrafos 4 y 5 corresponde al manejo operativo de cuentas de balance, adicionalmente no encontramos claridad en los procedimientos descritos, por lo cual sugerimos que se realice un taller en el que se expliquen de manera práctica estos pasos y poder así definir con mayor claridad la redacción.*

*Sin embargo, de acuerdo a la lectura dada a los mismos solicitamos ampliar el tiempo de ajuste de los desbalances de D+2 y D+1 a D+5 en razón a que se requiere una coordinación operativa y comercial entre los agentes.*

*Además solicitamos eliminar la compensación pecuniaria que se pagaría a la luz de los acuerdos operativos de balance entre el productor y el transportador, dado que no son de conocimiento de todos los agentes, no entendemos su aplicación y podría ir en detrimento económico de los agentes. (...)"*

#### **Respuesta**

En la resolución definitiva se hacen ajustes a los párrafos 4 y 5 que incorporan aspectos propuestos en estos comentarios.

En todo caso, frente comentario sobre el plazo para ajustar los desbalances favor ver las respuestas dadas a los comentarios del numeral xv) de la sección 3.3.5 del presente documento.

**xv) Empresas Públicas de Medellín E.S.P.**

*"(...) En relación con la penalización dispuesta en el parágrafo 4 de la propuesta cuando existen variaciones negativas menores a -5%, se menciona que el cobro de una penalidad por superar un límite establecido (sin decir con esto que estamos de acuerdo con el límite del 5%), debe realizarse por las cantidades que exceden dicho límite para no incurrir en un doble cobro por dicho gas. Lo anterior dado que las cantidades de energía de la variación dentro del límite se consolidan diariamente y se pagan al transportador dentro de la cuenta de balance establecida hoy día en los contratos. (...)"*

**Respuesta**

Se aclara que las disposiciones propuestas en el parágrafo 4 se refieren a desbalances mas no a variaciones. Para mayor claridad, favor ver respuestas a los comentarios del numeral viii) de la sección 3.3.1 del presente documento.

La propuesta de ajustar desbalances en corto plazo pretende evitar acumulación o desacumulación de gas en el sistema de transporte lo cual puede derivar en inestabilidad operativa del sistema. Es decir, se pretende evitar que el sistema de transporte se utilice como sistema de almacenamiento de gas vía desbalances positivos o como una fuente alterna vía desbalances negativos. Por tanto no se acoge la propuesta de ajustar únicamente las cantidades de energía del desbalance que estén por fuera del rango comprendido entre -5% y 5%. Así mismo, en la resolución definitiva se ajusta la redacción de tal forma que se considere el desbalance acumulado.

**xvi) Celsia S.A. E.S.P.**

*"(...) El Parágrafo 4. Permite que cuando la variación de salida es inferior al -5% de la energía contratada, el remitente tiene hasta el término del día D + 2 para entregar la cantidad de energía del desbalance y como está definido, no hay lugar a compensación. Dado que esta resolución no genera compensaciones cuando no existen afectaciones, consideramos que si no existe una afectación en el sistema, debería permitirse la opción de reponer las cantidades de gas cuando las variaciones son mayores a 5%, lo que actualmente se hace y ha funcionado. (...)"*

**Respuesta**

En el parágrafo 4 se hace referencia al concepto de desbalance de energía lo cual es distinto al concepto de variación. Favor ver la respuesta al comentario del numeral xv) de la presente sección.

**xvii) Asociación Nacional de Empresas Generadoras, ANDEG**

*"(...) Consideramos necesario que en el parágrafo 4 se aclare en qué ocasiones se considerará que no habrá lugar a compensaciones cuando las variaciones de salida son menores a -%5. Como por ejemplo, los casos en los que el transportador no acepte la entrega de energía por parte del remitente debido a condiciones de restricción del gasoducto y los casos en los que reciba la energía por parte del remitente dentro del plazo establecido. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que un remitente podría tener*

*contratado su suministro con agentes Productores-Comercializadores, Comercializadores y Usuarios No Regulados de diferentes fuentes de suministro, por lo anterior la base de cálculo del porcentaje de la cantidad de energía debe estar basado en general en las cantidades solicitadas y aceptadas para el día de gas y no con la del productor como lo establece el proyecto de resolución y con un porcentaje adecuado que garantice la seguridad del sistema resultante de un análisis técnico. (...)”*

#### **Respuesta**

En el párrafo 4 se hace referencia al concepto de desbalance de energía lo cual es distinto al concepto de variación. Favor ver la respuesta a los comentarios de los numerales x) y xv) de la presente sección.

#### **xviii) Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico**

*“(...) Se continúa argumentado las desviaciones en términos del 5 % por hora de lo nominado, este valor hasta el momento no cuenta con un sustento técnico que demuestre que es el adecuado para las condiciones de operación del sistema nacional de transporte de gas. Vale la pena mencionar que a nivel internacional lo más utilizado son los desbalances medidos diariamente y con balance neto mensual. (...)”*

#### **Respuesta**

En el párrafo 4 se hace referencia al concepto de desbalance de energía lo cual es distinto al concepto de variación. Favor ver la respuesta a los comentarios de los numerales x) y xv) de la presente sección.

Con respecto al porcentaje para ajustar desbalances no se observan planteamientos sólidos que sugieran modificar este porcentaje.

*“(...) Se deja como responsabilidad de los consumidores el pago de los desbalances utilizando fórmulas proporcionales al gas solicitado cuando no existe medición por cada uno de ellos, lo que a nuestro entender, contiene un alto grado de incoherencia. (...)”*

#### **Respuesta**

Favor ver la respuesta a los comentarios del numeral iv) de la sección 3.3.1 del presente documento.

*“(...) Cuando los desbalances son menores al 5%, se deja la opción de reintegrar la energía al sistema, pero no están claros los mecanismos para ello. (...)”*

#### **Respuesta**

En la resolución definitiva se aclara la redacción de los párrafos 4 y 5 que hacen referencia al ajuste de desbalances.

### 3.3.6 Parágrafo 5 – Variaciones de salida positivas

#### i) Unifund S.A.S. E.S.P.

Con respecto al Parágrafo 5, consideran que *“(s)e debería permitir hasta el día D+2 como en el parágrafo 4 con el objeto de poder cruzar los desbalances negativos con los positivos que se llegaren a presentar, sin el pago de compensaciones adicionales”*.

#### Respuesta

Favor ver las respuestas dadas a los comentarios del numeral xv) de la sección 3.3.5 y del numeral vi) de la sección 3.3.1 del presente documento.

#### ii) MC2 S.A.S. E.S.P.

6. *“El tema de la energía contratada al productor, contenido en el punto anterior, igualmente se encuentra en el parágrafo 5 del Artículo 2 de la CREG 034 de 2015. (...)”*

#### Respuesta

Ver las respuestas a los comentarios del numeral x) de sección 3.3.5 del presente documento.

#### iii) ISAGEN S.A. E.S.P.

*“(...) Respetuosamente sugerimos a la Comisión modificar la redacción de este parágrafo así:*

*‘Cuando la diferencia entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente, acumulada hasta el día de gas D es mayor al 5% de la cantidad contratada en firme al productor-comercializador, el remitente únicamente podrá nominar a la entrada, para el día de gas D+1, hasta un máximo dado por la diferencia entre la cantidad contratada en firme y la cantidad de energía del desbalance’ (el texto subrayado corresponde a la propuesta de redacción). (...)”*

#### Respuesta

Ver las respuestas a los comentarios del numeral x) de sección 3.3.5 del presente documento. En la resolución definitiva se ajusta la redacción de los párrafos 4 y 5 propuestos en la Resolución CREG 034 de 2015.

*“(...) Respetuosamente solicitamos a la Comisión eliminar el cobro de la compensación adicional que los remitentes deben pagar a los productores según lo establecido en el parágrafo 5 del artículo 2 de este proyecto de Resolución. (...)”*

## Respuesta

Se acoge la solicitud. En la resolución definitiva se ajusta la redacción correspondiente.

### iv) Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P., Gecelca

*"(...) Respetuosamente consideramos que lo propuesto en este párrafo es excesivo e injustificado y como un pago de lo no debido del remitente al productor, puesto que no se estaría prestando ningún servicio adicional al STN, ni al remitente y solamente se estaría asignando una nueva remuneración al productor la cual le representaría grandes beneficios considerando que además de recibir el ingreso del contrato firme que obliga al pago del 100% de la cantidad contratada, con el agravante de quedarse con el gas en el campo, estas cantidades podrán ser comercializadas en una ocasión posterior o incluso podrán ser exportadas, cuando el remitente sea incapaz de recibirlo, sino sale despachado por las condiciones del mercado eléctrico.*

*Adicionalmente, se afecta el cumplimiento de los compromisos en firme para los días subsiguientes ante la metodología propuesta de limitar las cantidades que el remitente puede nominar en el día D+1, con lo cual se le estaría cortando el derecho que el generador tiene en sus contratos a nominar las cantidades diarias contratadas, con lo cual se podría colocar en riesgo el cumplimiento del despacho y por consiguiente se podría afectar la prestación del servicio público de energía eléctrica.*

*A lo anterior se suma el hecho que este mecanismo propuesto no discrimina ni exceptúa la presencia de condiciones específicas de fuerza mayor o caso fortuito que impidan el consumo de gas contratado por parte del remitente siendo sujeto de tales pagos, así sea que estos son originados por eventos de terceros (productor, transportador u otro remitente) o alguna situación fortuita del sector eléctrico fuera del control del generador, situaciones que no se podrían gestionar a la luz de los tiempos que establece el RUT para renominaciones o los productos disponibles en el mercado de gas.*

*Es importante recordar a la Comisión que uno de los motivos que argumentaron productores y transportadores de manera conjunta, para no incluir el cobro de compensaciones por las variaciones de entrada que se encontraban en el proyecto de resolución con la propuesta de funcionamiento del mercado de gas natural, resolución CREG 113 de 2013, fue que las diferencias a la entrada del gas, no les afectaba y todas las situaciones estaban contempladas en el acuerdo operativo de balance entre éstos, el cual es desconocido para los demás agentes del mercado y el productor y el transportador se han negado a divulgarlo en ocasiones anteriores.*

*Basado en lo anterior, consideramos que la inclusión de este párrafo es un cambio significativo en las reglas del mercado de gas natural implicando un mayor riesgo para los generadores térmicos que responsablemente contrataron las cantidades de gas requeridas para atender su despacho, viéndose avocados a mayores costos operativos que harían insostenible mantener dichos contratos poniendo en peligro su participación en el mercado*

*de energía eléctrica con este combustible, lo cual incentivaría el uso de combustibles diferentes al gas natural.*

*En caso de ser incluido esta nueva penalización, cuyo beneficiario son los productores, sería necesaria la reconfiguración de las cantidades contratadas reflejándose la cuantificación de estos nuevos riesgos dentro de la participación de la generación térmica en el mercado de gas, máxime si las nominaciones y consumos del gas para esta demanda requiere flexibilidad (no son fijos y constantes), y su despacho depende de la dinámica del mercado de energía eléctrica, donde su operación debe ser económica, segura y confiable para la atención de la demanda del SIN.*

*Por tanto, reiteramos a la Comisión nuestras propuestas presentadas en comunicación anteriores, las cuales procuran utilizar la capacidad de swing que poseen los campos de producción de gas o la flexibilidad operativa a través del establecimiento de servicios adicionales como el parqueo temporal del gas en el campo o en el SNT, así como, la alternativa de establecer en los contratos periodos de compensación que permitan a los remitentes gestionar operativamente sus compromisos de firmeza de los contratos o comercializar este gas en los días subsiguientes. (...)"*

## **Respuesta**

Sobre el pago al productor-comercializador favor ver respuesta al segundo comentario del numeral iii) de la sección 3.3.6 del presente documento.

La afirmación de que el ajuste de desbalances propuesto en la Resolución CREG 034 de 2015 "afecta el cumplimiento de los compromisos en firme para los días subsiguientes (...)" con lo cual se le estaría cortando el derecho que el generador tiene en sus contratos a nominar las cantidades diarias contratadas", se aclara que el remitente tiene todo el derecho de nominar las cantidades contratadas según lo que prevea consumir, pero también tiene la obligación de ajustarse a las reglas operativas del sistema de transporte de gas tales como lo es ajustarse a las cantidades nominadas. Si el remitente no se ajusta a las cantidades nominadas la estabilidad operacional del sistema de transporte, y por lo tanto la prestación del servicio de transporte para otros remitentes, se puede comprometer. La propuesta de ajuste de desbalances en corto plazo busca, entre otros aspectos, evitar llevar el sistema de transporte y producción a situación de inestabilidad operativa. .

Con respecto a los servicios de "parqueo temporal del gas en el campo o en el SNT" se aclara que en la Resolución CREG 126 de 2010 se establecen reglas sobre el parqueo en el SNT. Para el caso del suministro no aplica la figura de parqueo pues se entiende que el sistema de producción produce gas mas no almacena gas. En ese sentido se establecen las modalidades de contratos de suministro definidas en la Resolución CREG 089 de 2013. Permitir almacenamiento de gas en el sistema de producción, en caso de que ello no generara dificultades operativas en el sistema producción, sería contrario a las modalidades contractuales previstas en la Resolución CREG 089 de 2013.

### **v) Gas Natural S.A. E.S.P.**

*"(...) Adicionalmente, consideramos que la compensación a que hace referencia el parágrafo 5 debe obedecer a un perjuicio demostrado por el productor y el valor de dicha compensación debe ser regulado por la CREG,*

*con el fin de no trasladar al remitente un valor libremente pactado entre productor y transportador. De igual manera, el valor límite acumulado hasta el día de gas del 5% debe estar justificado en un estudio técnico de la Comisión. (...)"*

### **Respuesta**

Sobre el pago al productor-comercializador ver la respuesta al segundo comentario del numeral iii) de la sección 3.3.6 del presente documento.

Con respecto al porcentaje para ajustar desbalances no se observan planteamientos sólidos que sugieran modificar este porcentaje.

### **vi) Chevron Petroleum Company**

*"(...) d. En el Parágrafo 5 creemos que dado el impacto operativo negativo que por experiencia hemos tenido en nuestra operación, el porcentaje de variación se modifique de un 5% a un 2%.  
e. Parágrafo 5, con el fin de generar los mecanismos adecuados de facturación y seguimiento, sugerimos incluir que el Transportador informará al Productor-Comercializador el remitente que deberá pagarle la compensación (...)"*

### **Respuesta**

Sobre el pago al productor-comercializador ver la respuesta al segundo comentario del numeral iii) de la sección 3.3.6 del presente documento.

Con respecto al porcentaje para ajustar desbalances no se observan planteamientos sólidos que sugieran modificar este porcentaje.

### **vii) Grupo de industriales**

**Groupe SEB Colombia  
Alfagres S.A.  
Ingredion Colombia S.A.  
Emma y Cia S.A.  
Seatech International Inc.  
Cristalería Peldar S.A.  
Sociedad Industrial de Grasas Vegetales SIGRA S.A.  
Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales –Asoenergía-  
Papeles y cartones S.A., Papelsa  
Aluminio Nacional S.A., Alumina  
Corona Industrial S.A.S.  
Mansarovar Energy Colombia Ltd.  
Postobón S.A.  
Productos Familia S.A.**

*"(...) (Las empresas arriba mencionadas) considera(n) inadecuada para la industria la propuesta mencionada en el parágrafo 5. En dicho Parágrafo, La*

*Comisión modifica los parámetros para realizar el cálculo de la diferencia, y por lo tanto, al parecer contradice la definición propuesta de variación de salida y con la modificación propuesta del Artículo 54 de Variaciones de salida.*

*Los parámetros definidos en la Resolución CREG 089 de 2013 y en la propuesta en cuanto a la definición de Variación de salida son 'la cantidad de **energía total autorizada** por el transportador para un punto de salida y la cantidad de energía total tomada...' En cambio, en el Parágrafo 5 propuesto, la Comisión los modifica incorporando 'la cantidad de **energía entregada**' en reemplazo de la 'energía total autorizada'.*

*Como se expresó anteriormente, los parámetros con los que se calculan las diferencias o desbalances de los remitentes deben ser medidos en el mismo punto y deben ser coherentes con quien el remitente tenga suscrito el acuerdo de balance. Adicionalmente, el acuerdo de balance de un remitente debe ser totalmente independiente de otros acuerdos de balance. De lo contrario, los riesgos de otros agentes del mercado se estarían transfiriendo al remitente. Es decir, si un remitente tiene suscrito un acuerdo de balance con un transportador, el cálculo del desbalance debe depender de lo que el transportador le acepta al remitente y lo que el remitente toma del transportador y no debe depender de lo que el transportador tenga pactado en otros acuerdos de balance, por ejemplo, con un productor o con una estación de GNV.*

*Adicionalmente y bajo este contexto, (las empresas arriba mencionadas) considera(n) inadecuado el pago, a manera de compensación, al productor-comercializador por un 'valor pecuniario pactado entre el productor-comercializador y el transportador en su acuerdo de balance'. Primero, debido a que dicho gas, sin importar que no haya sido tomado del tubo, el remitente se lo debe pagar al productor-comercializador, teniendo en cuenta el compromiso de consumo del 100% establecido en la Resolución CREG 089 de 2013. Segundo, el remitente no conoce el acuerdo de balance suscrito entre el transportador y el productor-comercializador, y como se mencionó anteriormente, el acuerdo de balance de un remitente debe ser totalmente independiente de otros acuerdos de balance.*

*En línea con la solicitud anterior del Parágrafo 4, (las empresas arriba mencionadas) propone(n) un plazo de **D+3** para que el remitente ajuste el desbalance. Lo anterior, debido a que el transportador publicaría la energía del desbalance en el día D+1 (mismo día en cual el remitente debe ajustarse) y el remitente no contaría con el tiempo suficiente para ajustar su nominación. Adicionalmente, solicitamos a la Comisión reconsiderar la banda del 5% debido a que, por razones no controlables e inherentes a los procesos productivos, el error de proyección de consumo de las industrias no reguladas frente al consumo real supera ese valor. Las anteriores consideraciones tienen en cuenta el fundamental de darle liquidez al mercado.*

*Teniendo en cuenta lo anterior, (las empresas arriba mencionadas) considera(n) inadecuado lo propuesto en el parágrafo 5 y propone(n) la*



siguiente modificación, alineada con la propuesta realizada en el numeral anterior:

**Parágrafo 5. Cuando por causas imputables al remitente, la cantidad de energía total autorizada por el transportador para un punto de salida y la cantidad de energía total tomada por un remitente, acumulada hasta el día de gas D es mayor al 10% de la cantidad contratada al productor-comercializador, el remitente dispondrá hasta el término del día de gas D+3 para nominar a la entrada hasta un máximo dado por la diferencia entre la cantidad contratada al productor-comercializador y la cantidad de energía del desbalance. Si el remitente no toma la energía del desbalance dentro de este plazo, el transportador cobrará al remitente esta cantidad de energía a un único precio que se establece conforme al numeral (por definir por parte de la Comisión, relacionado con los costos de parqueo de transporte) del Anexo 3 de esta Resolución. Si el remitente toma la cantidad de energía del desbalance dentro del plazo establecido, se entenderá que el remitente cumplió con su obligación y no dará lugar al cobro de la cantidad de energía por parte del transportador. Si el transportador no autoriza la entrega de la cantidad de energía en el punto de salida correspondiente al remanente del desbalance, se considerará un incumplimiento por parte del transportador y aplicarán las compensaciones correspondientes. (...)"**

#### **Respuesta**

Con respecto a los comentarios sobre los conceptos de variación y de desbalance ver las respuestas dadas a los comentarios del numeral xv) de la sección 3.3.5 del presente documento.

Sobre el pago al productor-comercializador ver la respuesta al segundo comentario del numeral iii) de la sección 3.3.6 del presente documento.

Frente al porcentaje y el plazo para ajustar los desbalances ver las respuestas dadas a los comentarios del numeral xv) de la sección 3.3.5 y de numeral v) de la presente sección.

#### **viii) Emgesa S.A. E.S.P**

*"(...) En el Parágrafo 5 del Artículo 2, observamos una duplicidad en la redacción del texto, finalizando la página 7 e iniciando la página 8.*

*Por otra parte sugerimos igualmente se aclare la forma en que se informará y validará "el valor pecuniario de las compensaciones pactadas entre el productor-comercializador y el transportador" y serán cobradas al remitente que genere la variación. (...)"*

#### **Respuesta**

En la resolución definitiva se ajusta la redacción del parágrafo 5.

Sobre el pago al productor-comercializador ver la respuesta al segundo comentario del numeral iii) de la sección 3.3.6 del presente documento.

**ix) Inversiones de Gases de Colombia S.A., Invercolsa**

*"(...) Consideramos que este tipo de variaciones, en principio, no generarían un perjuicio directo al productor-comercializador. Eventualmente, una gran acumulación de gas entregado y no tomado en el sistema de transporte, podría imposibilitar al transportador para recibir gas en los puntos de inyección y generar disminución en la producción en las plantas de producción; en consecuencia, sugerimos que sea sólo en estos eventos, en los que se cause la compensación. (...)"*

**Respuesta**

Ver la respuesta al segundo comentario del numeral iii) de la sección 3.3.6 del presente documento.

**x) Transportadora de Gas Internacional, TGI S.A. E.S.P.**

*"(...) En el párrafo 5 del artículo 2 recomendamos la siguiente redacción:*

**'Parágrafo 5.** Cuando el desbalance acumulado sea mayor al 5% de la energía autorizada por el transportador para el día D, el remitente únicamente podrá nominar capacidad de transporte para el día de gas D+2, hasta un máximo dado por la diferencia entre la cantidad en firme contratada con el Transportador y la cantidad de energía del desbalance. El Productor-Comercializador o Comercializador estará obligado a entregar la cantidad de gas de suministro que requiera el Transportador siempre y cuando esta cantidad sea inferior o igual a lo contratado por el remitente con dicho Productor-Comercializador utilizando los Acuerdo Operativos de Balance suscritos entre el Transportador y el Productor-Comercializador.

Adicionalmente, si el remitente nomina una cantidad de transporte superior a la cantidad calculada en el párrafo anterior, para el día D+2, este deberá pagar al transportador a título de compensación el costo equivalente a los cargos de transporte respectivos. Si el transportador no autoriza la entrega de la cantidad de energía en el punto de salida correspondiente al remanente del desbalance, se considerará un incumplimiento por parte del transportador y aplicarán las compensaciones del caso. Por otra parte el remitente deberá pagar al productor-comercializador quien entregó la energía, a manera de compensación, una cantidad equivalente al valor de la energía no tomada acumulada en el día de gas D por el valor pecuniario de las compensaciones pactadas por unidad de energía, entre el productor-comercializador y el transportador por desbalances establecido en el acuerdo operativo de balance vigente al 30 de marzo de 2015.

*Para puntos de salida que no posean equipos de telemetría o que dichos equipos presenten fallas de funcionamiento, el remitente dispondrá de 15 días para balancear la cuenta después de la publicación de la cuenta de balance realizada por el transportador. En caso de no realizarse en el período establecido, el Transportador liquidará a manera de compensación los cargos de transporte correspondiente.' (...)"*

**Respuesta**

En la resolución definitiva se hacen ajustes a los párrafos 4 y 5 los cuales incorporan aspectos propuestos en estos comentarios.

Con respecto a los puntos que no posean telemetría, ver la parte final de la respuesta a los comentarios del numeral ii) de la sección 3.1 del presente documento.

Sobre el pago al productor-comercializador, ver respuesta al segundo comentario del numeral iii) de la sección 3.3.6 del presente documento.

**xi) Ecopetrol S.A.**

*"(...) Se sugiere cambiar 'la cantidad de energía contratada al productor' por 'la sumatoria de las cantidades de energía contratadas a los productores', debido a que en un punto de salida un remitente puede tomar gas comprado de más de un productor.*

*Considerando lo anterior, para garantizar que la compensación por la Cantidad de energía no tomada por parte de un Remitente sea para el Productor-Comercializador que se vio afectado por no poder entregar todo el gas solicitado y aceptado, se recomienda que el Remitente pague a Prorrata a los productores afectados, es decir de acuerdo con la proporción que no pudo entregar cada Productor-Comercializador debido a las cantidades de energía no tomadas por el remitente.*

*Con respecto al valor pecuniario mencionado en este párrafo, nos permitimos informar que en los Acuerdos Operativos de Balance entre Productores-Comercializadores y Transportadores no existe un valor pecuniario debido a que con la suscripción de estos acuerdos lo que se busca es establecer un mecanismo para el manejo de los desbalances y lo que se tiene pactado es un precio del gas multiplicado por las cantidades del Desbalance Operativo acumulado. Por lo anterior, sugerimos la siguiente redacción para el párrafo 5:*

*Cuando la diferencia entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente, acumulada hasta el día de gas D es mayor al 5% de la sumatoria de las cantidades de energía contratadas a los Productores-Comercializadores, el remitente únicamente podrá nominar a la entrada, para el día de gas D+1, hasta un máximo dado por la diferencia entre la cantidad contratada y la cantidad de energía del desbalance. Adicionalmente, el remitente deberá pagar al productor-comercializador quien no pudo entregar la energía, a manera de compensación, una cantidad equivalente al valor de la energía no tomada acumulada en el día de gas D por el precio del gas pactado, entre el productor-comercializador y el transportador en el acuerdo operativo de balance vigente. Si el transportador no autoriza la entrega de la cantidad de energía en el punto de salida correspondiente al desbalance, se considerará un incumplimiento por parte del transportador y aplicarán las compensaciones establecidas en el numeral 3 y 4 del anexo 3. (...)"*

## Respuesta

Con respecto a las cantidades contratadas, favor ver la respuesta a los comentarios del numeral x) de la sección 3.3.5 del presente documento.

Sobre el pago al productor-comercializador, favor ver respuesta al segundo comentario del numeral iii) de la sección 3.3.6 del presente documento.

### xii) Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

*"(...) Según lo planteado en el párrafo 5° de la propuesta, sobre la variaciones positivas superiores a 5% existe una doble penalización para el remitente, dado que si a pesar de una buena estimación del Distribuidor la demanda no consume las cantidades solicitadas para el día d+1 se le limita la cantidad a nominar al Distribuidor, pero no se deja de pagar el CF del suministro de gas al productor sobre un contrato 100% firme. En este sentido y dado que el productor no es afectado financieramente, no es entendible una penalización adicional por un tema que depende exclusivamente del acuerdo operativo de balance entre el transportador y el productor. Dado el caso extremo, debería probarse que un remitente que tuvo una variación positiva fue el causante de la penalización por desbalances entre el productor y el transportador, procedimiento que debiera reglarse al interior del CNOG.*

## Respuesta

Sobre el pago al productor-comercializador, favor ver respuesta al segundo comentario del numeral iii) de la sección 3.3.6 del presente documento. Como complemento, favor ver respuesta a los comentarios del numeral iv) de la sección 3.3.6 del presente documento.

### xiii) Celsia S.A. E.S.P.

*"(...) Adicionalmente a la penalización por la desviación en el transporte, En el párrafo 5 se está aplicando otra compensación que se paga al productor-comercializador por la desviación en el consumo, generando doble compensación y además restringiendo el uso del gas contratado. Al respecto, no es claro el objetivo de aplicar compensaciones por un gas que no me permiten nominar y valorado al valor pecuniario de las compensaciones pactadas entre el productor y el transportador, más cuando dicha desviación no se presentará. Por lo tanto solicitamos eliminar dicho párrafo. (...)"*

## Respuesta

Ver respuesta al segundo comentario del numeral iii) de la sección 3.3.6 del presente documento.

### xiv) Asociación Nacional de Empresas Generadoras, ANDEG

*"(...) Con respecto al párrafo 5, encontramos preocupante que se estipule un pago por compensaciones al productor cuando no se utiliza el gas nominado, por cuanto constituiría un pago de lo no debido, al no estar prestando un servicio adicional al SNT ni al remitente, y se estaría asignando una nueva remuneración al productor con grandes beneficios, considerando*

que además de recibir el ingreso del contrato firme que obliga al pago del 100% de la cantidad contratada, se queda con el gas en el campo y con la posibilidad que estas cantidades pudieran ser comercializadas en una ocasión posterior o incluso ser exportadas al mismo tiempo, cuando el remitente sea incapaz de recibirlo sino sale despachado por las condiciones del mercado eléctrico. Se debe tener en cuenta que este pago aumenta los costos de los generadores, los cuales basan sus renominaciones de gas con el objetivo de cumplir los redespachos ocasionados por la variabilidad de la demanda de energía eléctrica.

Otro aspecto que se debe considerar de este párrafo es la limitación que se ocasiona sobre el consumo de gas natural, ya que en los casos en los que en el día D se finaliza con un balance positivo, en el día D+1 se limita la nominación de gas respecto al balance del día anterior, con lo cual se le estaría coartando el derecho que el generador tiene en sus contratos a nominar las cantidades diarias contratadas, forzándolo a pagar los contratos firmes sin utilizar e interfiriendo con el mercado secundario, ya que a la capacidad de transporte que pudiere haber negociado no sería posible nominarle gas. Respetuosamente proponemos la eliminación de este párrafo, debido a que consideramos es un cambio significativo en las reglas del mercado de gas natural implicando un mayor riesgo para los generadores térmicos que responsablemente contrataron las cantidades de gas requeridas para atender sus compromisos.

A lo anterior se suma el hecho que este mecanismo propuesto no discrimina ni exceptúa la presencia de condiciones específicas de fuerza mayor o caso fortuito que impidan el consumo del gas contratado por parte del remitente siendo sujeto de tales pagos, en caso que estos sean originados por eventos de terceros (productor, transportador u otro remitente), o alguna situación fortuita del sector eléctrico fuera del control del generador, situaciones que no se podrían gestionar a la luz de los tiempos que establece el RUT para renominaciones o los productos disponibles en el mercado de gas. (...)”

#### **Respuesta**

Sobre el pago al productor-comercializador, favor ver respuesta al segundo comentario del numeral iii) de la sección 3.3.6 del presente documento. Como complemento, favor ver respuesta a los comentarios del numeral iv) de la sección 3.3.6 del presente documento.

#### **xv) Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico**

“(…) Consideramos que lo previsto en este párrafo es injustificado y como un pago de lo no debido del remitente al productor, ya que bajo las condiciones del mencionado párrafo, el productor además de recibir el pago de un contrato firme que obliga al pago del 100% de la cantidad contratada, podría vender o incluso exportar el producto no entregado y el remitente se vería en la imposibilidad de recibirlo por condiciones del mercado o del SIN, además de verse obligado a compensarlo.

Por otra parte consideramos que la inclusión de este párrafo es un cambio significativo en las reglas del mercado de gas natural, implicando un mayor

*riesgo para los generadores termoeléctricos que tomaron la decisión de contratar mayores cantidades de gas natural, viéndose avocados a mayores costos operativos de los que ya se tienen con los TOP del 100%.*

*En caso de ser incluida esta penalización con destino a los productores sería necesaria la reconfiguración de las cantidades contratadas, reflejándose la cuantificación de estos nuevos riesgos de la participación de la generación térmica en el mercado de gas. (...)”*

## **Respuesta**

Sobre el pago al productor-comercializador, favor ver respuesta al segundo comentario del numeral iii) de la sección 3.3.6 del presente documento. Como complemento, favor ver respuesta a los comentarios del numeral iv) de la sección 3.3.6 del presente documento.

### **xvi) Efigas S.A. E.S.P.**

*“(…) Está pendiente de regular lo establecido en el párrafo 5 del art 54 de la Resolución CREG 089 de 2013, en referencia a determinar la forma como el distribuidor podrá cobrar las compensaciones a que haya lugar a los remitentes causantes de las variaciones. Sin lo anterior, el mecanismo no podría entrar en operación, dado que el Distribuidor estaría asumiendo todo el riesgo de su demanda No regulada, que es la que tendría mayor probabilidad de causar variaciones superiores al 5% dado sus patrones de consumo*

*No se han considerado las desviaciones por efecto de cambios en las condiciones operativas del transportador, como cambios súbitos en las presiones de entrega, que puedan afectar la medición o el consumo derivado de un punto de salida específico.*

*Consideramos que lo expresado en los párrafos 4 y 5 corresponde al manejo operativo de cuentas de balance, adicionalmente no encontramos claridad en los procedimientos descritos, por lo cual sugerimos que se realice un taller en el que se expliquen de manera práctica estos pasos y poder así definir con mayor claridad la redacción.*

*Adicionalmente, consideramos la desviación del 5% definida por la regulación no tiene un soporte técnico que demuestre la vulnerabilidad del sistema, las tolerancias del mismo y/o la afectación de una desviación típica frente a las condiciones de diseño y curva de carga de cada gasoducto. En efecto, todos los gasoductos del país no tienen la misma configuración técnica de operación, no transportan volúmenes de gas similar, poseen diferentes capacidades de almacenamiento de gas y distintos niveles de utilización y/o factores de carga horaria, los cuales si fueron consideradas en el diseño técnico, aplicable al cálculo de tarifas.*

*Sin embargo, de acuerdo a la lectura dada a los mismos solicitamos ampliar el tiempo de ajuste de los desbalances de D+2 y D+1 a D+5 en razón a que se requiere una coordinación operativa y comercial entre los agentes.*

*Además solicitamos eliminar la compensación pecuniaria que se pagaría a la luz de los acuerdos operativos de balance entre el Productor y el*

*Transportador, dado que no son de conocimiento de todos los agentes, no entendemos su aplicación y podría ir en detrimento económico de los agentes. (...)”*

## **Respuesta**

Con respecto a la asignación de compensaciones por parte del distribuidor, favor ver la respuesta a comentarios del numeral iv) de la sección 3.3.4 del presente documento.

Sobre el porcentaje para ajustar desbalances no se observan planteamientos sólidos que sugieran modificar este porcentaje.

En relación con la ampliación del tiempo para ajustar desbalances ver respuestas a los comentarios del numeral xv) de la sección 3.3.5 del presente documento.

Sobre el pago al productor-comercializador, favor ver respuesta al segundo comentario del numeral iii) de la sección 3.3.6 del presente documento.

### **3.3.7 Parágrafo 6 – Variaciones de salida negativas causadas por generadores térmicos**

#### **i) ISAGEN S.A. E.S.P.**

*“(...) En el Parágrafo 6 se establece que:*

*‘...Dentro del mes siguiente a la expedición de la presente resolución, los CNO eléctrico y de gas presentarán a la CREG un protocolo de coordinación de los sectores de energía eléctrica y de gas natural orientados a optimizar el despacho y redespacho de las plantas termoeléctricas a gas conforme a las condiciones del sistema de gas natural’.*

*Ante la complejidad que reviste el protocolo de coordinación solicitado por la CREG, las instancias de discusión y decisión de los dos Consejos y los intereses en ocasiones contrapuestos de los sectores gas y electricidad, el plazo definido de 30 días puede ser insuficiente para desarrollar una propuesta completa.*

**Propuesta:** *Solicitamos a la Comisión ampliar a 90 días el plazo propuesto para la elaboración del protocolo de coordinación de los sectores de energía eléctrica y de gas natural, orientados a optimizar el despacho y redespacho de las plantas termoeléctricas a gas conforme a las condiciones del sistema de gas natural. (...)”*

## **Respuesta**

En respuesta a su comentario, la Comisión considera adecuado un período de treinta días, a partir de la entrada en vigencia de la Resolución definitiva, para el diseño y elaboración del protocolo de coordinación entre los sectores de gas natural y de energía eléctrica, conforme a las condiciones del sistema de gas natural. Debe tenerse en cuenta que este aspecto es relevante para los dos sectores y fue anunciado en la Resolución CREG 034 que se publicó el 1 de abril de 2015.

**ii) Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P., Gecelca**

*"(...) En lo propuesto en este párrafo se entiende que solo habrá cobro de compensaciones por variaciones de salida cuando estas causen incumplimiento por parte del transportador a otro(s) remitente(s), sin embargo, para dar mayor claridad sobre las excepciones adicionales en el sector térmico al cobro de compensaciones, sugerimos un cambio en la redacción de la siguiente manera: 'Para un generador térmico no habrá lugar a pago de la compensación a la que se hace referencia en este artículo cuando se presenten las siguientes condiciones...'*

*Adicionalmente, teniendo en cuenta que la coordinación gas – electricidad es una problemática que ha venido afectando cada vez más ambos mercados desde mucho tiempo atrás, sin encontrar soluciones que satisfagan y armonicen los intereses de ambos sectores, consideramos que el tiempo propuesto debería incrementarse en seis (6) meses para que los CNOs tengan suficiente tiempo para establecer un protocolo de coordinación de los sectores de energía eléctrica y de gas natural que busque optimizar el despacho de las plantas térmicas a gas y las condiciones del sistema de gas natural, teniendo en cuenta las diferencias existentes entre ambos sectores y los posibles ajustes regulatorios que se requieran para lograr una coordinación gas-electricidad efectiva y oportuna.*

*En este mismo sentido, buscando coadyuvar en propuestas que logren acercar los tiempos de programación entre ambos sectores, agradecemos evaluar la inclusión en esta propuesta de un aparte que conmine a que el Centro Nacional de Despacho (CND) de XM tenga la obligación de validar con el sector de gas y el generador, la información necesaria de gas disponible, previo a un redespacho eléctrico con plantas que utilicen este combustible. Así mismo, desde la regulación vigente se le debe dar al CND las herramientas necesarias que le permitan redespachar otros recursos con combustibles diferentes al gas natural, mientras se cumplen los tiempos establecidos en el RUT para las renominaciones, basados en el criterio que la energía que tiene mayor costo es la que no se tiene. (...)"*

**Respuesta**

Sobre la modificación de redacción del párrafo 6, la resolución definitiva contendrá los ajustes pertinentes para la claridad del mismo.

Respecto a la ampliación del período para la elaboración del protocolo de coordinación entre los sectores de gas natural y energía eléctrica, se considera adecuado un período de treinta (30) días, a partir de la entrada en vigencia de la Resolución definitiva, para la consecución de esa labor. Debe tenerse en cuenta que este aspecto es relevante para los dos sectores y fue anunciado en la Resolución CREG 034 que se publicó el 1 de abril de 2015.

Con respecto a (i) asignar a XM la obligación de validar la información sobre gas disponible por parte de XM y (ii) darle herramientas al CND para que redespache plantas que generen con otros combustibles mientras se cumplen los tiempos de renominación del RUT, no es parte de la propuesta que se sometió a consulta mediante la Resolución CREG 034 de 2015.



**iii) Inversiones de Gases de Colombia S.A., Invercolsa**

*"(...) Aun entendiendo las particularidades del sistema de despacho térmico, no encontramos justificación para que cuando este tipo de remitente ocasione un incumplimiento por parte del transportador a otros remitentes, o genere perjuicios al productor-comercializador, sea eximido del pago de la compensación respectiva. De acuerdo con lo anterior, consideramos pertinente, que en la resolución firme se considere el cobro de compensaciones a las generadoras térmicas cuando las variaciones de salida, positivas o negativas, generen incumplimiento a otro remitente, o causen perjuicios al productor-comercializador, aun cuando se haya seguido el procedimiento descrito en el artículo 2, parágrafo 6. (...)"*

**Respuesta**

Al respecto se debe notar que buena parte de las disposiciones del parágrafo 6 de la Resolución CREG 034 de 2015 están vigentes como se establece en el parágrafo 6 del Artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013, modificado por la Resolución CREG 122 de 2014. Estas disposiciones no están en discusión y por tanto en la propuesta de la Resolución CREG 034 no se modificaron. En esta propuesta lo que se hizo fue ajustar la redacción según lo planteado para las compensaciones por variaciones de salida. En ese sentido es importante anotar que el ejercicio de renominación por cuenta de un redespacho debe ser aprobado por el transportador. Así, si en cumplimiento de lo establecido por la regulación en el parágrafo 6 del Artículo 54 propuesto en la Resolución CREG 034 de 2015 la cantidad de energía autorizada por el transportador es igual a la cantidad de energía tomada por el generador térmico y se presente un daño o incumplimiento a terceros, la causalidad del incumplimiento no puede recaer en el generador térmico. En este caso se entiende que el daño a terceros fue causado por otros remitentes. En consecuencia lo sugerido en este comentario no se acoge.

**iv) Empresas Públicas de Medellín E.S.P.**

*"(...) Dada la importancia del Generador Térmico tanto para el sistema eléctrico como para el sistema de gas por los altos volúmenes que consumen, es entendible su seguimiento bajo variaciones horarias para evitar cualquier posible afectación al sistema de gas o a sus remitentes. Sin embargo, no parece coherente que la excepción en caso de una penalización únicamente incluya las variaciones causadas por autorizaciones o redespachos originados por el CND y se excluyan las variaciones ocasionadas por eventos internos de la planta, máxime cuando el generador tiene el incentivo a estar disponible y a generar cuando se le requiera por efectos del ingreso percibido por el CXC y su posible afectación por la disminución de su índice de Indisponibilidad histórica que afecta directamente sus ingresos futuros.*

*Igualmente, se menciona que el riesgo para el sistema de gas o para otros remitentes en el caso de un redespacho por el CND o de un evento interno de la planta es exactamente el mismo dado que cualquier variación frente a las cantidades autorizadas, únicamente es posible si se cuenta con la aprobación del productor y del transportador, que en últimas es quien opera el sistema. Por lo anterior, se solicita incluir los eventos internos de la planta térmica que puedan causar una variación horaria en el sistema de gas dentro de la*

*excepción de penalización, siempre y cuando las cantidades tomadas de más o dejadas de tomar, se encuentren dentro de su capacidad contratada y no causen afectación a la estabilidad del sistema o a otros remitentes según el procedimiento que determine la Comisión. (...)”*

## **Respuesta**

No se acoge este comentario dentro de la elaboración de la resolución definitiva dado que:

- i. Buena parte de las disposiciones del párrafo 6 de la Resolución CREG 034 de 2015 están vigentes como se establece en el párrafo 6 del Artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013, modificado por la Resolución CREG 122 de 2014. Estas disposiciones no están en discusión y por tanto en la propuesta de la Resolución CREG 034 no se modificaron. En esta propuesta lo que se hizo fue ajustar la redacción según lo planteado para las compensaciones por variaciones de salida.
- ii. Las variaciones de salida causadas por eventos internos de la planta térmica son externalidades negativas sobre el SNT. En tal sentido, si al momento que estos eventos internos causan variaciones negativas ocurre un incumplimiento del transportador a un remitente, no se puede ignorar técnicamente su contribución al mismo si este es causado por variaciones de salida. De ser así, las consecuencias de los eventos internos de la planta térmica en el SNT son razones suficientes para ser incluidas dentro del análisis de los causales del incumplimiento. En todo caso, el generador térmico dispone de mecanismos para informar y coordinar con el transportador acciones tendientes a minimizar los impactos de tales eventos internos ante la previsión de los mismos.

### **v) Celsia S.A. E.S.P.**

*“(...) Párrafo 6. El protocolo de coordinación de los sectores de energía eléctrica y de gas natural se plantea para optimizar el despacho y el redespacho de las plantas termoeléctricas a gas conforme a las condiciones del sistema de gas natural. Preocupa que la redacción del párrafo se entienda como que el despacho eléctrico debe sujetarse completamente a la inflexibilidad establecida para la operación del sistema de gas, sin plantear opciones operativas que permitan flexibilidad de parte de este sistema. Como lo hemos planteado en diferentes ocasiones, desde el sistema de gas se pueden definir servicios remunerados como el empaquetamiento, custodia, entre otros, que pueden permitir contar con gas más rápidamente para atender contingencias en el despacho eléctrico. Este punto es muy importante, pues si no existe coordinación gas electricidad, los tiempos de los dos sectores no interactuarán y se seguirá presentando la difícil posición de los agentes térmicos de responder ante un redespacho pero sin la posibilidad de acceder al suministro de gas antes de las 6 horas establecidas para hacer de renominaciones. En este sentido, consideramos que no es viable la aplicación de las compensaciones sin que se hayan coordinado los sectores. (...)”*

*ck*

## Respuesta

El protocolo de coordinación entre el sector de gas natural y el sector de energía eléctrica debe propender a la eficiencia en la provisión del suministro de energía eléctrica, a través del despacho y redespacho, con base en las condiciones operativas de ambos sectores. En tal sentido, tanto el sector de gas natural como el sector de energía eléctrica no pueden ignorar las restricciones que gobiernan ambos sectores y, como consecuencia, deben buscar soluciones concretas que se deberán implementar como resultado del protocolo. Servicios como los mencionados en su comentario, los cuales potencialmente facilitarían la interacción de los sectores, no pueden surgir a través de la regulación sino a través de la iniciativa privada y el interés de las partes.

Ahora, la existencia de un protocolo de coordinación entre el sector de gas natural y el sector de energía eléctrica no busca condicionar la aplicación del esquema de compensaciones al que hace referencia el Artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013. Tal protocolo busca facilitar el flujo de información entre los sectores, y acciones conjuntas, tales que no se presenten variaciones de salida y/o desbalances como resultados de problemas de coordinación. En consecuencia, la sugerencia de condicionar la aplicación de compensaciones a la existencia del protocolo de coordinación se considera no pertinente y no se acoge.

### vi) Asociación Nacional de Empresas Generadoras, ANDEG

*"(...) Haciendo referencia al parágrafo 6, entendemos que como se expresa en la definición del artículo 54, siempre y cuando la desviación generada por un agente térmico al tomar un gas que está dentro de las cantidades en firme contratadas no cause afectación en el sistema, no habrá lugar a pago alguno por concepto de compensaciones. En la redacción del parágrafo 6 se encuentra una contradicción, ya que se establece que cuando se presenten variaciones de salida negativas causadas por un generador térmico, habrá lugar al pago de compensaciones, por lo cual sugerimos que el parágrafo se modifique de la siguiente forma:*

*Las variaciones de Salida ocasionadas por los generadores térmicos, que no ocasionen afectaciones al sistema, no generarán el pago de compensaciones. En los casos de aquellos eventos en que se presenten las siguientes condiciones: ) que el generador térmico haya presentado, a través de las herramientas previstas para ello, la renominación de cierta cantidad de energía para cumplir un requerimiento del Centro Nacional de Despacho originado en un redespacho o una autorización en el sector eléctrico; ii) que la renominación de esa cantidad de energía haya sido autorizada por el transportador y iii) que dentro de las 48 horas siguientes al redespacho o autorización el generador térmico haya entregado al transportador los soportes del redespacho o autorización expedidos por el Centro Nacional de Despacho, no se generará el pago de compensaciones. Dentro del mes siguiente a la expedición de la presente resolución, los CNO eléctrico y de gas presentarán a la CREG un protocolo de coordinación de los sectores de energía eléctrica y de gas natural orientados a optimizar el despacho y redespacho de las plantas termoeléctricas a gas conforme a las condiciones del sistema de gas natural.*

*Así mismo, en el numeral ii) del presente párrafo, se da discrecionalidad al transportador de aceptar o no las renominaciones de gas, es fundamental aclarar que cuando las variaciones no generen una afectación en el sistema se respete la firmeza de los contratos. Esto con el fin de cumplir con las exigencias de la demanda de energía eléctrica.*

*Es importante mencionar que la limitación en los redespachos y la generación de compensaciones en momentos en los cuales el sistema no está en riesgo, perjudica la coordinación gas-electricidad debido a que la respuesta de los generadores térmicos se ve limitada por la inflexibilidad que ocasiona estas compensaciones.*

*Haciendo referencia al artículo 4.6.1 del RUT, el cual estipula que el sistema de transporte se encuentra operacionalmente estable siempre y cuando las variaciones no causen cambios en la presión superiores a lo técnicamente permitido, se entiende que el único momento en el cuál debe haber lugar a compensaciones es cuando a causa de las variaciones el funcionamiento del sistema se ve afectado y el transportador se ve envuelto en incumplimientos. (...)”*

## **Respuesta**

Con respecto a la eventual contradicción se debe notar que la propuesta de la Resolución CREG 034 es clara en establecer que las compensaciones se causan si y sólo si hay daño a terceros, entendido como suspensión del servicio a terceros. En este sentido se entiende que las variaciones de salida negativas de las plantas térmicas causan compensación sí y sólo sí hay daño a terceros.

En relación al ejercicio de renominación, el numeral 4.5.1.3 del RUT establece que el transportador "...podrá negar la aprobación de la renominación si existen limitaciones técnicas o de capacidad demostrables en el Sistema Nacional de Transporte". El numeral 3 de la Resolución CREG 089 de 2013 establece que el transportador podrá aceptar "...en un tiempo inferior a seis (6) horas, las renominaciones que presenten los generadores térmicos originadas por requerimientos del Centro Nacional de Despacho para cumplir redespachos o autorizaciones en el sector eléctrico". Ese mismo numeral indica que el transportador podrá negar la aceptación de renominaciones si existen limitaciones técnicas o de capacidad en el SNT o en la infraestructura de suministro de gas, y deberá conservar los soportes que evidencien la limitación técnica o de capacidad que no permitió aceptar la renominación, para cuando la autoridad competente o los remitentes los soliciten.

Finalmente, el numeral 4.6.1 del RUT hace referencia a que "El Sistema de Transporte está operacionalmente estable cuando las presiones se encuentran dentro de los rangos técnicamente admisibles y permiten al Transportador cumplir con sus obligaciones con todos los Remitentes". Esto implica, para el caso de variaciones de salida, que el sistema de transporte se encontrará operacionalmente estable si las variaciones no causan cambios que conlleven a niveles de presión superiores (inferiores) a las cotas superiores (inferiores) técnicamente establecidas por el transportador. En todo caso, no habrá compensaciones por variaciones de salida si estas no causan incumplimiento por parte del transportador.

**vii) Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico**

*"(...) Teniendo en cuenta que la coordinación gas-electricidad es una problemática que ha venido afectando a los dos sectores, sin encontrar soluciones generales para ambos, consideramos que el tiempo propuesto para la redacción de un protocolo de coordinación debe aumentarse en 6 meses, para que los CNOs dispongan del tiempo suficiente para encontrar las soluciones que busquen armonizar el despacho de las plantas térmicas a gas a las condiciones del sistema de gas natural. (...)"*

**Respuesta**

Ver respuesta a los comentarios del numeral i) de la sección 3.3.7 del presente documento.

**viii) Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico**

*"(...) Respecto al Parágrafo 6 de Res 034 de 2015, si se presenta una autorización por parte del CND de bajar carga, entonces como se asume esta situación y se termina con una variación de salida positiva. (...)"*

**Respuesta**

Cuando el CND autorice una reducción de carga, el remitente deberá proceder de acuerdo con lo establecido en el RUT y la regulación vigente por cuenta del ejercicio de la renominación al transportador. En todo caso, el protocolo de coordinación entre el sector de gas natural y el sector de energía eléctrica deberá considerar este tipo de situaciones dentro de su diseño y elaboración.

*"(...) Parece contradictorio que cuando un generador durante una prueba consume menos gas (superando la tolerancia que dicta la normatividad) sea penalizado. Entendemos que las plantas hacen pruebas para verificar que están disponibles, para tener sus equipos en buen estado y poder responder al mercado, contribuyendo a la confiabilidad eléctrica y energética del SIN. (...)"*

**Respuesta**

Se entiende que este comentario hace referencia al ajuste de desbalances positivos como se propone en el parágrafo 5 de la resolución CREG 034 de 2013.

Sobre el pago al productor-comercializador, favor ver respuesta al segundo comentario del numeral iii) de la sección 3.3.6 del presente documento.

Con respecto al gas consumido en pruebas se entiende que el respectivo remitente térmico debe realizar la nominación o renominación según corresponda.

### 3.3.8 Parágrafo 7 – Acuerdos de asignación de mediciones comunes a varios remitentes

#### i) MC2 S.A.S. E.S.P.

*“(…) 7. En el Parágrafo 7 del Artículo 2 de la CREG 034 de 2015, nos surge la inquietud de cómo aplicaría el tema de la firma del acuerdo de balance cuando se realice el transporte hasta puntos de salida gracias a la asignación de capacidades de transporte en las subastas úselo o véndalo de corto plazo, ya que el remitente que se debería hacer responsable de las cuentas de balance y variaciones debería ser el remitente que normalmente entrega en dicho punto y no el remitente que solamente entregará por 1 día (asignación de subasta úselo o véndalo de corto plazo). (…)”*

#### Respuesta

Es pertinente aclarar que el parágrafo 4 del Artículo 31 de la Resolución CREG 089 de 2013 establece que *“(e)n las negociaciones de capacidad de transporte que se realicen en el mercado secundario, el remitente cesionario, el remitente secundario o el remitente de corto plazo, según corresponda, se acogerá al acuerdo de balance adoptado entre el remitente primario y el transportador”*. Adicionalmente, en el parágrafo 3 del Artículo 45 de la misma resolución, se establece que *“(e)l comprador de corto plazo será responsable de pagar al vendedor de corto plazo las compensaciones que ocasione por variaciones de salida”*. De esto se entiende que el remitente primario siempre responde al transportador cuando se presenten compensaciones por variaciones de salida.

#### ii) Emgesa S.A. E.S.P

*“(…) En el Parágrafo 7 del Artículo 2, sugerimos establecer el criterio mediante el cual se definirá entre los remitentes el responsable de la cuenta de balance y de las variaciones en punto de salida ante el transportador, con el fin de evitar diferentes interpretaciones o que no haya acuerdo entre los remitentes. (…)”*

#### Respuesta

Favor remitirse a la respuesta al comentario del numeral i) de la sección 3.3.8 del presente documento.

#### iii) Gases de Occidente S.A. E.S.P. Efigas S.A. E.S.P. Surtigas S.A. E.S.P.

*“(…) Solicitamos incluir en este parágrafo que en los casos en que exista un punto de transferencia de custodia a otro sistema de transporte, la aplicación de variaciones de salida sólo sean cobradas por el transportador final. (…)”*

#### Respuesta

Se entiende que el remitente es responsable por variaciones de salida en el punto de salida. En el punto de transferencia entre transportadores estos se entienden a través de

acuerdo de balance entre transportadores. Según lo establecido en el RUT los transportadores deben coordinar la operación, de lo cual se entiende que la nominación por parte del remitente debe ser coherente en los dos sistemas.

### 3.3.9 Parágrafo 8 – Desbalances acumulados

#### i) Promigas S.A. E.S.P.

<b>Resolución CREG 34 de 2015 (Original)</b>	<b>Propuesta de modificación al texto</b>
<p>"Anexo 11 Reducción de desbalances acumulados...</p> <p>... 1. El transportador y el remitente definirán el número de días para el ajuste del desbalance acumulado, el cual se obtiene así:</p>	<p>"Anexo 11 Reducción de desbalances acumulados...</p> <p>... 1. <u>El productor, El el</u> transportador y el remitente definirán el número de días para el ajuste del desbalance acumulado, el cual se obtiene así:</p>
	<p>"Anexo 11 Reducción de desbalances acumulados...</p> <p>... 4. <u>El productor autorizará la entrega de gas adicional al transportador con el fin de que este cubra las cantidades de desbalance.</u></p>

#### Respuesta

No se acoge la redacción propuesta. En la resolución definitiva se establece que el transportador y el remitente, así como el productor y el transportador, definirán libremente la forma de llevar a cero sus desbalances acumulados.

#### ii) Unifund S.A.S. E.S.P.

En relación al parágrafo 8, indican que "(l)as cantidades de desbalance acumuladas podrán ser positivas o negativas" y preguntan si "(e)l anexo 11 contempla las dos posibilidades para ajuste de desbalances".

Adicionalmente, consideran que "se debería prolongar el plazo de determinación de desbalances acumulados hasta el 30 de junio de 2015 y que durante este periodo se ajusten los desbalances según los acuerdos pactados entre transportador y remitente".

#### Respuesta

La propuesta presentada en la Resolución CREG 034 de 2015 no contempla un mecanismo para el ajuste de los desbalances negativos acumulados, lo cual se corrige en la resolución definitiva.

Con respecto a prolongar el plazo de determinación de desbalances acumulados hasta el 30 de junio de 2015, se considera apropiado dar libertad a las partes para determinar la forma en que llevarán a cero sus desbalances acumulados, así como el tiempo en el que lo harán.

**iii) Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P., Gecelca**

*"(...) Teniendo en cuenta que la cuenta de balance puede ser positiva o negativa, no solo es el remitente quien debe balancearse cuando esta cuenta es negativa, sino, que cuando la cuenta de balance es positiva el transportador debe entregar el gas almacenado en el gasoducto. Para ser consistente con ambas partes, también debería incluirse la fecha y tiempo establecido para que el transportador entregue o compense (en especie o en dinero) las cantidades de desbalance que tiene almacenadas de los remitentes, considerando que para el caso de los generadores térmicos este balance podría afectar el cumplimiento de los compromisos de los contratos firmes diarios para los días en que debe balancearse, considerando que su despachabilidad depende de las condiciones del mercado eléctrico. (...)"*

**Respuesta**

Se considera apropiado dar libertad a las partes para determinar la forma en que llevarán a cero sus desbalances acumulados (bien sea en especie o en dinero), así como el tiempo en el que lo harán. Esto aplica tanto para desbalances positivos como negativos entre remitentes y transportadores y entre transportadores y productores.

Con respecto al numeral 2 del anexo 11:

*"(...) Teniendo en cuenta que dicho literal prohibiría a los remitentes solicitar u nominar sus cantidades diarias de gas en firme contratada con los productores, sin exceptuar el pago de los mismo, amablemente solicitamos modificar dicho literal de manera que cumpla el propósito buscado en la norma, sin que el remitente tenga que asumir el pago del compromiso de los contratos de suministro firmados, sin que exista una contraprestación por el gas natural no entregado.*

*Por lo anterior, amablemente agradecemos aplicar la suspensión de los contratos hasta que el balance acumulado del remitente sea cero (0) de tal forma que sea viable el funcionamiento del procedimiento propuesto, ó permitir que las cantidades de energía del balance acumulado puedan ser monetizadas para que sean acreditadas al remitente en el periodo que acuerden las partes, el cual no supere (6) meses. (...)"*

**Respuesta**

No se acoge el comentario. Como se mencionó en la respuesta anterior, las partes tendrán libertad para determinar la forma en la que llevarán a cero su desbalance hasta la fecha establecida en la resolución definitiva. A partir de esa fecha empieza una nueva cuenta de balance en cero entre transportador y remitente y entre transportador y productor. Adicionalmente, suspender los contratos para ajustar el desbalance acumulado sería



contrario a las modalidades contractuales previstas en la Resolución CREG 089 de 2013. Por tanto los contratos deberán seguir rigiendo normalmente.

**iv) Grupo de industriales**

**Groupe SEB Colombia  
Productos Familia S.A.  
Alfagres S.A.  
Ingredion Colombia S.A.  
Emma y Cia S.A.  
Seatech International Inc.  
Cristalería Peldar S.A.  
Sociedad Industrial de Grasas Vegetales SIGRA S.A.  
Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales, Asoenergía  
Papeles y cartones S.A., Papelsa  
Aluminio Nacional S.A., Alumina  
Corona Industrial S.A.S.  
Mansarovar Energy Colombia Ltd.  
Postobón S.A.**

*"(...) La Comisión no especifica si durante los treinta días calendario, tiempo en que el remitente tiene para ajustar a cero su desbalance, el transportador dará lugar a los cobros por compensaciones dispuestos en los Parágrafos 4 y 5. Debido a que los treinta días calendario se consideran como una época de transición o ajuste para cada uno de los remitentes, (las empresas arriba mencionadas) considera(n) que la Comisión debe especificar que el transportador no debe realizar los cobros por compensaciones.*

*Con respecto al Anexo 11, (las empresas arriba mencionadas) sugiere(n) a la CREG aclarar si este procedimiento es aplicable tanto a los desbalances positivos, como a los desbalances negativos. Adicionalmente, la Comisión no es clara si la aplicación es a partir del 30 de mayo de 2015 o del 30 de abril de 2015. (...)"*

**Respuesta**

Favor remitirse a los numerales ii) y iv) de la sección 3.3.9 del presente documento.

**v) Transportadora de Gas Internacional, TGI S.A. E.S.P.**

*"(...) Respecto al Parágrafo 8, la fórmula del anexo 11 únicamente soluciona el problema de desbalance positivo, ya que puede únicamente nominar en el punto de salida hasta agotar el desbalance acumulado, más no determina cómo se arreglaría el desbalance negativo. En este caso sugerimos se liquide y se pague la cuenta existente con corte al 30 de abril de 2015. (...)"*

**Respuesta**

Se considera apropiado dar libertad a las partes para determinar la forma en que llevarán a cero sus desbalances acumulados (bien sea en especie o en dinero), así como el tiempo

en el que lo harán. Esto aplica tanto para desbalances positivos como negativos entre remitentes y transportadores y entre transportadores y productores.

**vi) Ecopetrol S.A.**

*"(...) Indicar que el anexo 11 aplica para la resolución CREG 089 de 2013. (...)"*

**Respuesta**

Se acoge el comentario. En la resolución definitiva se realizan los ajustes pertinentes.

*"(...) Resaltamos la acogida por parte de la CREG para el ajuste de las Cuentas de Balance. Sin embargo, solicitamos se aclare cómo se procede en caso de que el desbalance acumulado sea negativo, es decir que el Remitente tenga un saldo en contra con el transportador. (...)"*

**Respuesta**

Remitirse al numeral ii) de la presente sección.

**vii) Empresas Públicas de Medellín E.S.P.**

*"(...) Sobre la cuenta de balance se establece en el párrafo 8 de la propuesta que el transportador y el remitente definirán las cantidades de energía acumuladas al treinta (30) de abril de 2015 por concepto de desbalances y que dicho desbalance debe ser llevado a "0" dentro de los 30 días calendario siguientes, lo cual sería óptimo pero fuera de la realidad de las transacciones actuales del mercado. Esto se menciona porque para el caso de variaciones negativas es posible que no haya venta de gas en el mercado primario o secundario para reponer las cantidades de desbalance actual acumuladas en todo el SNT. A la fecha los desbalances negativos son del orden -1.663.421 MBTU y las adjudicaciones promedio diario de suministro a marzo en el mercado secundario son de 21,634 MBTUD, por lo que la formulación del anexo 11 propuesto y el plazo para ajustar dichos desbalances debe ser revisado. (...)"*

**Respuesta**

Favor remitirse al numeral ii) de la sección 3.3.9 del presente documento

**viii) Celsia S.A. E.S.P.**

*"(...) El Parágrafo 8 establece que 'El transportador y el remitente definirán las cantidades de energía acumuladas al treinta (30) de abril de 2015 por concepto de desbalances entre en la energía entregada en el punto de entrada y la cantidad de energía tomada por el remitente en un punto de salida. A partir de esta fecha, el remitente dispondrá de treinta días calendario para ajustar a cero su desbalance. Si persiste un desbalance acumulado al término de este período, se procederá de acuerdo con lo establecido en el anexo 11 de esta Resolución'. Sin embargo, consideramos que si el balance*

*no puede llevarse a cero en el plazo establecido regulatoriamente, el transportador debe devolver al remitente a través de una compensación económica, el valor equivalente al gas de balance por un precio, el cual podría ser el promedio de precio de los contratos en el mercado primario vigentes. (...)*

**Respuesta**

Remitirse al numeral ii) de la sección 3.3.9 del presente documento.

**ix) Asociación Nacional de Empresas Generadoras, ANDEG**

*"(...) Consideramos que el anexo 11 propuesto en el proyecto de resolución no es acorde con la resolución 089, ni tiene en cuenta las condiciones del SNT, por cuanto es posible que el transportador no esté en condiciones de entregar al remitente las cantidades del balance (que puede ser negativo o positivo, o que estas cantidades tengan una magnitud tal que impida la entrega de los contratos firmes, afectando a los remitentes. Se propone, que el balance sea negociado entre el remitente y el transportador, escogiendo entre ellos la forma de compensarse. (...)"*

**Respuesta**

Favor remitirse al numeral ii) de la sección 3.3.9 del presente documento.

**x) Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico**

*"(...) Dado que la cuenta de balance puede ser positiva o negativa, consideramos que no solo el remitente es quien se debe balancear cuando esta sea negativa, ya que cuando la cuenta sea positiva, el transportador es quien debe entregar el gas almacenado en el gasoducto. (...)"*

**Respuesta**

Remitirse al numeral ii) de la sección 3.3.9 del presente documento.

**3.3.10 Parágrafo 9 – Variaciones de salida de usuarios regulados**

**i) Inversiones de Gases de Colombia S.A., Invercolsa**

*"(...) Respetosamente solicitamos a la Comisión, evaluar la posibilidad de ampliar el rango del consumo agregado en los puntos de salida de 100 a 500 KPCD, para que éstos no estén sujetos a las disposiciones del artículo 54 de la resolución CREG 089 de 2013. Lo anterior, dado que en nuestro concepto, este rango de consumo no alcanzaría, en ningún caso, a ocasionar impactos negativos en el sistema de transporte o en los campos de producción. (...)"*

## Respuesta

Se acepta el comentario. Al analizar información reportada por el CNOG<sup>3</sup> sobre los consumos promedio que presentan las estaciones de salida que no cuentan con telemetría, se considera adecuado ampliar el rango del consumo agregado de 100 KPCD a 500 KPCD.

- ii) **Gases de Occidente S.A. E.S.P.**  
**Efigas S.A. E.S.P.**  
**Surtigas S.A. E.S.P.**

*"(...) Consideramos conveniente ampliar la cantidad de gas entregada en el punto de salida de 100 KPCD a 1.000 KPCD ya que su impacto en el SNT es mínimo y corresponden a municipios que tienen conectados usuarios de estratos socioeconómicos bajos que se verían afectados en el costo de la prestación del servicio. (...)"*

## Respuesta

No se acepta el comentario. Para más información remitirse a la respuesta del numeral i) de la sección 3.3.10 del presente documento.

### 3.4 ARTÍCULO 3 - MODIFICACIÓN DEL ANEXO 3 DE LA RESOLUCIÓN CREG 089 DE 2013

- i) **Unifund S.A.S. E.S.P.**

Indican que la compensación establecida en el numeral 5 del anexo 3 de la Resolución CREG 089 de 2013 *"(...) se calculará con parámetros diarios, sin embargo se le adiciona el concepto de  $C_{CNOG}$  que es liquidado mensualmente"*.

## Respuesta

De acuerdo con los análisis realizados a los comentarios recibidos a la propuesta de la Resolución CREG 034 de 2015, la variable  $C_{CNOG}$  no se requiere. En la resolución definitiva se aclaran estos aspectos.

Señalan que en la definición de la variable  $C_{CNOG}$ , indican que se hace erróneamente referencia al parágrafo 3 del artículo 54, en vez de al parágrafo 2.

## Respuesta

Ver respuesta anterior.

<sup>3</sup> Documento No. 002 de 2014 del CNO Gas – Información a reportar al Gestor del Mercado en estaciones de salida del SNT que no disponen de telemetría.

**ii) Gas Natural S.A. E.S.P.**

*"(...) En cuanto a la fórmula planteada en el numeral 5 del anexo 3 de la citada Resolución, correspondiente al valor de la compensación causada por variación de salida, se incluye el delta de suministro, definido como la cantidad total de energía de la variación de salida en MBTU, no obstante consideramos que debería definirse que esta variación corresponde realmente a los valores que exceden el 5% de la desviación. Igualmente, en cuanto a la variable 'T' de la misma fórmula, sugerimos que ésta sea regulada por la Comisión y no sea establecida libremente por el transportador, tal como lo dispone la definición de dicho numeral. (...) "*

**Respuesta**

Con respecto al valor que excede el 5%, favor ver respuesta a los comentarios del numeral xv) de la sección 3.3.5 de este documento.

En relación con el valor de la variable T no se acoge el comentario. En la resolución definitiva se deja explícito que el valor de la variable T remunerará la componente variable del transporte de las cantidades transportadas pero no nominadas. No se considera conveniente regular el valor de esta variable pues ello podría incentivar el desbalance negativo.

**iii) Chevron Petroleum Company**

*"(...) f. Proponemos la siguiente redacción inicial al numeral 6 del Anexo 3 de Compensaciones para darle mayor claridad: 'Cuando la cantidad de energía tomada por un remitente en un día de gas D sea mayor a la cantidad de energía autorizada por el transportador, el remitente dispondrá hasta el término del día de gas D+2.. (...)'*

**Respuesta**

En la resolución definitiva se ajusta la redacción sobre estos aspectos.

**iv) Grupo de Industriales**

**Groupe SEB Colombia  
Productos Familia S.A.  
Alfagres S.A.  
Ingredion Colombia S.A.  
Emma y Cia S.A.  
Seatech International Inc.  
Cristalería Peldar S.A.  
Sociedad Industrial de Grasas Vegetales SIGRA S.A.  
Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía Industriales y Comerciales, Asoenergía  
Papeles y cartones S.A., Papelsa  
Aluminio Nacional S.A., Alumina  
Corona Industrial S.A.S.  
Postobón S.A.**

*"(...) (Las empresas arriba mencionadas) considera(n) que el texto del numeral 5 debe estar alineado con lo dispuesto en el texto del Artículo 54 según la propuesta, por ello se sugiere la siguiente redacción para el numeral 5:*

*5. Cuando por causas imputables al remitente se presenten variaciones de salida negativas y estas causen incumplimiento por parte del transportador a otro(s) remitente(s) el valor total de la compensación será asumido por todos los remitentes con variaciones negativas en la agrupación de tramos de gasoductos donde se encuentra el(los) remitente(s) a quien(es) se le(s) incumplió. El valor total de la compensación será distribuido entre estos remitentes a prorrata de la cantidad de energía de su respectiva variación y será el que resulte de aplicar la siguiente ecuación: (...)"*

#### **Respuesta**

En la resolución definitiva se ajusta la redacción sobre estos aspectos.

#### **v) Inversiones de Gases de Colombia S.A., Invercolsa**

*"(...) En el proyecto de resolución que se comenta, la Comisión elimina el componente fijo del Cargo de Distribución de la fórmula mediante la cual se calcula el valor de la compensación, cuando son productores o transportadores quienes incumplen sus obligaciones contractuales.*

*Como lo mencionamos anteriormente, la omisión por parte de la Comisión de publicar el documento soporte, no nos permite entender la justificación de esta modificación. Sin embargo, consideramos que la no entrega del gas por parte de productores o transportadores, claramente genera un perjuicio al distribuidor que debe ser reconocido en la compensación; más aún, este reconocimiento no debe limitarse al componente fijo del cargo de distribución, sino que debe reconocer también el componente variable por la cantidad total incumplida, además de los componentes adicionales que prevé la fórmula propuesta por la Comisión. (...)"*

#### **Respuesta**

Revisar la respuesta a los comentarios del numeral viii) de la sección 3.1 del presente documento.

#### **vi) Transportadora de Gas Internacional, TGI S.A. E.S.P.**

*"(...) En relación al numeral 6 de los Anexos, recomendamos cambiar el término 'energía entregada' por 'cantidad de energía autorizada por el transportador' tal como se menciona en el RUT. (...)"*

#### **Respuesta**

En la resolución definitiva se ajusta la redacción sobre estos aspectos.

**vii) Empresas Públicas de Medellín E.S.P.**

*"(...) En relación con la fórmula establecida en el numeral 5 del anexo de la propuesta para compensar afectaciones a remitentes por causa de una variación negativa, se define la variable 'T' que remunera el servicio adicional prestado por el transportador en caso que las cantidades transportadas sean mayores a las contratadas, lo anterior según lo dispuesto en el parágrafo 1 del artículo 20 de la Resolución CREG 126 de 2010. Por lo anterior y dado que existen contratos de transporte firmados por los remitentes con capacidades contratadas que exceden en algunos casos las cantidades de energía nominadas, se solicita a la Comisión para no producir un doble pago al Transportador, se cobre la variable 'T' única y exclusivamente cuando la variación supere la capacidad de transporte contratada por el remitente.*

*Así mismo, si bien entendemos que existe libertad del transportador para fijar el valor de este servicio adicional se sugiere que dicha libertad esté sujeta a los cargos aprobados por la Comisión; por ejemplo la pareja 0-100, y así evitar posible especulación en su cobro. (...) "*

**Respuesta**

Remitirse a la respuesta al comentario del numeral ii) de la sección 3.4 del presente documento.

**viii) Asociación Nacional de Empresas Generadoras, ANDEG**

*"(...) Refiriéndonos al numeral 5 del anexo 3 no es clara la asignación de la compensación. Entendemos que el componente C\_CNOG es la compensación a los remitentes afectados por las variaciones, sin embargo los demás componentes de la fórmula de compensación no son claros a qué corresponden o a quién están dirigidos. Si los otros factores son parte de una compensación al transportador, esto va en contra de lo expuesto en el cuerpo de la resolución. (...) "*

**Respuesta**

De acuerdo con los análisis realizados a los comentarios recibidos a la propuesta de la Resolución CREG 034 de 2015, la variable C\_CNOG no se requiere. En la resolución definitiva se aclaran estos aspectos.

**4. ANÁLISIS EN EL MARCO DEL ARTÍCULO 7 DE LA LEY 1340 DE 2009**

En desarrollo de lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, 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 2009. 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.

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 PROYECTO DE REGULACIÓN:** Por la cual se modifica el artículo 54 y el anexo 3 de la Resolución CREG 089 de 2013, y se dictan otras disposiciones sobre desbalances en el sistema nacional de transporte de gas natural.

**No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:** 088 \_\_\_\_\_

**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		

CK



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:		X			
1.6.1	Para nueva empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		X			
1.6.2	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		X			
2ª.	¿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:		X			
2.1	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		X			
2.2	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos		X			
2.3	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X			
2.4	Exige características de calidad de los productos, en particular si resultan más ventajosas para algunas empresas que para otras.		X			
2.5	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X			
2.6	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		X			

2.7	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		X		
2.8	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas-		X		
3ª.	¿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		La regulación que se adopta en esta resolución establece reglas operativas aplicables a todos los remitentes del servicio de transporte de gas natural. Estas reglas propenden por la estabilidad operacional del sistema de transporte de gas natural, lo cual hace parte del reglamento único de transporte de gas natural RUT (Res. 071 de 1999).
-----	------------------	--	---	--	--