



Ministerio de Minas y Energía

**COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

**RESOLUCIÓN No. 125 DE 2016**

( 16 AGO. 2016 )

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se modifica el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013”

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

En ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 2253 de 1994 y 1260 de 2013, y

**CONSIDERANDO QUE:**

Conforme a lo dispuesto por el artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, así como de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2696 de 2004, el cual ha sido compilado en los numerales 2.2.13.1 y siguientes del Decreto 1078 de 2015, la Comisión debe hacer público en su página web todos los proyectos de resolución de carácter general que pretenda adoptar.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 728 del 16 de agosto de 2016, aprobó hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se modifica el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013”.

**RESUELVE:**

**Artículo 1.** Hágase público el siguiente proyecto de resolución “Por la cual se modifica el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013”.

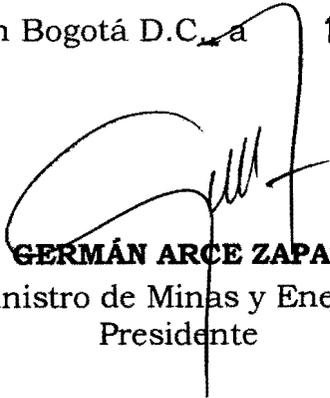
**Artículo 2.** Se invita a los agentes, a los usuarios, a las autoridades competentes, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Superintendencia de Industria y Comercio, para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes a la vigencia de la presente resolución.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se modifica el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013"

**Artículo 3.** La presente Resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial* y no deroga disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dada en Bogotá D.C. a 16 AGO. 2016



**GERMÁN ARCE ZAPATA**  
Ministro de Minas y Energía  
Presidente



**JORGE PINTO NOLLA**  
Director Ejecutivo



2016

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se modifica el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013"

### **PROYECTO DE RESOLUCIÓN**

Por la cual se modifica el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013

### **LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

En ejercicio de las atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994 y los Decretos 2253 de 1994 y 1260 de 2013

### **C O N S I D E R A N D O Q U E:**

Según lo dispuesto en el Artículo 73 de la Ley 142 de 1994, corresponde a las comisiones regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes prestan servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de posición dominante y produzcan servicios de calidad.

De acuerdo con lo establecido en el Literal a) del Numeral 74.1 del Artículo 74 de la Ley 142 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía, proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia.

El literal b) del Numeral 74.1 del Artículo 74 de la Ley 142 de 1994 determina que corresponde a la CREG expedir regulaciones específicas para el uso eficiente del gas combustible por parte de los consumidores.

De acuerdo con lo establecido en el Literal c) del Numeral 74.1 del Artículo 74 de la Ley 142 de 1994, es función de la CREG establecer el reglamento de operación para regular el funcionamiento del mercado mayorista de gas combustible.

La potestad normativa atribuida a las comisiones de regulación es una manifestación de la intervención del Estado en la economía expresada en la regulación con la finalidad de corregir las fallas del mercado, delimitar la libertad de empresa, preservar la competencia económica, mejorar la prestación de los servicios públicos y proteger los derechos de los usuarios.

El artículo 1 del Decreto 1710 de 2013 establece que al expedir el reglamento de operación del mercado mayorista de gas natural la CREG podrá "a) (e) establecer los lineamientos y las condiciones de participación en el mercado

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se modifica el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013"

mayorista, las modalidades y requisitos mínimos de ofertas y contratos, los procedimientos y los demás aspectos que requieran los mecanismos de comercialización de gas natural y de su transporte en el mercado mayorista" y "b) (s)ëñalar la información que será declarada por los participantes del mercado y establecer los mecanismos y procedimientos para obtener, organizar, revisar y divulgar dicha información en forma oportuna para el funcionamiento del mercado mayorista de gas natural".

El artículo 2 del Decreto 1710 de 2013 modificó el artículo 20 del Decreto 2100 de 2011 y dispuso que "(l)a CREG, en desarrollo de su función de expedir el reglamento de operación del mercado mayorista de gas natural de que trata el literal c del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994, establecerá el alcance de los servicios que prestará un gestor de los mecanismos de comercialización y de la información, las reglas para la selección de este gestor y las condiciones de prestación de sus servicios. Estas reglas y condiciones deberán asegurar la neutralidad, transparencia, objetividad e independencia del gestor, así como su experiencia comprobada en las actividades a desarrollar. Así mismo, la CREG determinará la forma y remuneración de los servicios del gestor". También dispuso en el parágrafo del citado artículo que "(l)a CREG seleccionará al gestor del mercado mediante un concurso sujeto a los principios de transparencia y selección objetiva que garanticen la libre concurrencia".

Mediante la Resolución CREG 089 de 2013, y otras que la han modificado y complementado, la CREG reglamentó aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

En el numeral 2 del artículo 6 de la Resolución CREG 089 de 2013, referente a los servicios del gestor del mercado, se establece que el gestor del mercado deberá:

- a) *Recopilar, verificar, publicar y conservar la información sobre el resultado de las negociaciones realizadas en el mercado primario y en el mercado secundario, tal como se establece en el Anexo 2 de esta Resolución.*
- b) *Recopilar, verificar, publicar y conservar la información sobre el resultado de las negociaciones entre comercializadores y usuarios no regulados, tal como se establece en el Anexo 2 de esta Resolución.*
- c) *Recopilar, verificar, publicar y conservar la información operativa del sector de gas natural, tal como se establece en el Anexo 2 de esta Resolución.*

En este numeral también se establece que "Como parte de este servicio el gestor del mercado publicará a través del BEC la información que se señala en los numerales 1, 2, 3 y 4 del Anexo 2 de esta Resolución. Cualquier persona podrá acceder, sin costo alguno, a esta información agregada y publicada por el gestor del mercado. El gestor del mercado podrá prestar otros servicios de información que podrán dar lugar a su cobro".

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se modifica el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013"

De igual forma se establece que todos los participantes del mercado mayorista de gas natural deben reportar la información que allí se menciona y de no hacerlo, esa conducta será tomada por la autoridad competente como práctica restrictiva de la competencia.

Por su parte en el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013, en desarrollo del servicio al que se hace referencia en el numeral 2 del Artículo 6, se detalla la información que el gestor del mercado recopilará, verificará, publicará y conservará. La declaración de la información señalada en este anexo se hará a partir de la fecha en que el gestor del mercado inicie la prestación de sus servicios.

Mediante la Resolución CREG 094 de 2014 la CREG escogió a la Bolsa Mercantil de Colombia S.A., como gestor del mercado quien comenzó a prestar sus servicios por 5 años a partir del 5 de enero de 2015.

Mediante la Resolución CREG 071 de 1999, y otras que la han modificado y complementado, la CREG adoptó el reglamento de transporte de gas natural, RUT, en el cual se establecen reglas operativas que contribuyen a la operación eficiente, económica y confiable del sistema nacional de transporte de gas natural, SNT.

En los numerales 4.5.1 y 4.5.2 del RUT, modificado por la Resolución CREG 154 de 2008, se establecen los ciclos de nominación de transporte y de suministro de gas.

En el numeral 4.5.1.3 del RUT se establece que "el remitente podrá efectuar, y el CPC respectivo deberá aceptar, por lo menos cuatro (4) renominaciones durante el Día de Gas, siempre y cuando las respectivas solicitudes sean enviadas al menos con seis (6) horas de anticipación al momento en que se requiera la modificación en el flujo de Gas".

El Gobierno Nacional mediante el Decreto 2100 de 2011, compilado en el Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, estableció los mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y dictó otras disposiciones.

En el artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015 se prevé la obligación de los productores y productores comercializadores de gas natural de declarar al Ministerio de Minas y Energía o a quien este determine y con base en todas la información disponible al momento de calcularla: (i) la producción total disponible para la venta, (ii) la producción comprometida debidamente discriminada conforme a lo indicado en el artículo 2.2.2.1.4. del mismo Decreto.

Así mismo, en el citado artículo 2.2.2.2.21 se prevé que el productor que sea el operador de cada campo deberá declarar: (i) el potencial de producción de gas natural de cada campo y (ii) el porcentaje de participación de los productores y el Estado en la producción de hidrocarburos de cada campo o de aquellos de explotación integrada.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se modifica el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013"

Análisis realizados por la Comisión sobre la evolución del mercado de gas bajo las reglas de la Resolución CREG 089 de 2013 sugieren la necesidad de establecer indicadores de mercado y operativos que permitan a los agentes, a los usuarios y a las autoridades mejor conocimiento sobre las transacciones que hay en el mercado mayorista de gas natural. Para establecer estos indicadores es necesario que el gestor del mercado cuente con información adicional a aquella establecida en el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013.

### RESUELVE:

**Artículo 1. Modifíquese el numeral v del literal a) del numeral 1.1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013.** El numeral v del literal a) del numeral 1.1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013 quedará así:

“

- v. Punto de entrega de la energía al comprador. Se entenderá por punto de entrega el campo, punto de entrada al SNT o punto del SNT que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos definidos para efectos tarifarios. Se deberá indicar el nombre del campo de producción o del punto de importación del cual se contrató la cantidad de energía pactada en el contrato”.

**Artículo 2. Modifíquese el literal a) del numeral 4.1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013, modificado por el Artículo 8 de la Resolución CREG 122 de 2014.** El literal a) del numeral 4.1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013 quedará así:

“

- a) Suministro

A más tardar a las 12:00 horas del día calendario siguiente al día de gas, los productores-comercializadores que operen campos de producción y los comercializadores de gas importado deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información operativa del día de gas:

- i. Cantidad total de energía inyectada en cada punto de entrada al SNT y la cantidad total entregada a través de otros medios de transporte como gasoductos dedicados y gas natural comprimido, expresada en MBTU. Los comercializadores de gas importado y los productores-comercializadores de campos aislados también deberán declarar al gestor del mercado aquella cantidad total de energía que es consumida en el territorio nacional y no pasa por el SNT, expresada en MBTU.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se modifica el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013"

- ii. Cantidad de energía exportada, expresada en MBTU, con sujeción a las medidas que el Ministerio de Minas y Energía adopte sobre la materia.
- iii. La demás información que determine la CREG".

**Artículo 3. Modifíquense los numerales i y ii del literal b) del numeral 4.1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013.** Los numerales i y ii del literal b) del numeral 4.1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013 quedarán así:

"

- i. Cantidad de energía recibida en cada punto de entrada o de transferencia del SNT, y cantidad de energía en gas o electricidad consumida por estaciones de compresión en cada uno de los tramos de gasoductos definidos por la CREG en las resoluciones de cargos, expresada en MBTU.
- ii. Cantidad de energía tomada en cada punto de salida del respectivo sistema de transporte, expresada en MBTU. Adicionalmente, el transportador declarará el número del contrato bajo el cual el remitente tomó dicha energía en el respectivo punto de salida. En los puntos de transferencia entre transportadores se deberá declarar la cantidad total transferida al siguiente transportador, expresada en MBTU. Para cada punto de salida y de transferencia entre transportadores el transportador indicará si la cantidad declarada corresponde a medición directa (i.e. punto con telemetría) o indirecta (i.e. punto sin telemetría)".

**Artículo 4. Adiciónese el literal d) al numeral 4.1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013.** El literal d) del numeral 4.1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013 quedará así:

"d) Información sobre nominaciones de suministro de gas

- i. Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información de nominación para el siguiente día de gas, antes de las 15:55 horas del día D-1, por cada campo de producción y para cada una de sus contrapartes así:
  - Código contraparte
  - Número de operación asignado por el gestor
  - Nombre de los puntos de entrada donde se inyecta la energía al SNT. Estos puntos de entrada deberán corresponder a los puntos de entrada con código asignado por el gestor del mercado.
  - Destino del gas contratado: Costa, interior, zona aislada en costa o interior
  - Cantidad de energía nominada por el remitente expresada en MBTU, determinada por tipo de demanda no regulada la cual

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se modifica el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013"

deberá ser desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, gas natural vehicular comprimido u otros.

ii. Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información de nominación para el siguiente día de gas, antes de las 19:50 horas del día D-1, por cada campo de producción y para cada una de sus contrapartes:

- Código contraparte
- Número de operación asignado por el gestor
- Nombre de los puntos de entrada donde se inyecta la energía al SNT. Estos puntos de entrada deberán corresponder a los puntos de entrada con código asignado por el gestor del mercado.
- Destino del gas contratado: Costa, interior, zona aislada en costa o interior
- Cantidad de energía a suministrar incluida en el programa de suministro de gas definitivo expresada en MBTU, determinada por tipo de demanda no regulada la cual deberá ser desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, gas natural vehicular comprimido u otros.

iii. Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información de cada renominación ocurrida durante el día de gas, antes de las 12:00 horas del día D+1, por cada campo de producción y para cada una de sus contrapartes:

- Código contraparte.
- Número de operación asignado por el gestor.
- Nombre de los puntos de entrada donde se inyecta la energía al SNT. Estos puntos de entrada deberán corresponder a los puntos de entrada con código asignado por el gestor del mercado.
- Hora en la cual el productor-comercializador o el comercializador de gas importado recibió la renominación.
- Destino del gas contratado: Costa, interior, zona aislada en costa o interior.
- Cantidad de energía a suministrar incluida en el programa de suministro de gas definitivo (dato final después de la renominación) para el día de gas expresada en MBTU, determinada por tipo de demanda no regulada la cual deberá ser

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se modifica el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013"

desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, gas natural vehicular comprimido u otros.

El gestor del mercado definirá el medio y los formatos para la declaración de la información señalada en este literal".

**Artículo 5. Adiciónese el literal e) al numeral 4.1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013.** El literal e) del numeral 4.1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013 quedará así:

"e) Información sobre nominaciones de capacidad de transporte de gas

i. Los transportadores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información de nominación para el siguiente día de gas, antes de las 16:50 horas del día D-1, la cual debe corresponder al nombre y código que el gestor asignó al punto de inicio y de terminación del servicio de transporte en el SNT, para cada una de sus contrapartes:

- Código contraparte.
- Número de operación asignado por el gestor.
- Nombre del punto de entrada o de transferencia entre transportadores donde el transportador recibe el gas.
- Nombre del punto de salida o de transferencia entre transportadores donde el transportador entrega el gas.
- Destino del gas contratado: Costa, interior, zona aislada en costa o interior.
- Cantidad de energía nominada por el remitente a la hora límite en punto de entrada, de salida o de transferencia, expresada en MBTU y su equivalente en KPC, determinada por tipo de demanda no regulada la cual deberá ser desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, gas natural vehicular comprimido u otros.

ii. Los transportadores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información de nominación para el siguiente día de gas, antes de las 20:20 horas del día D-1, la cual debe corresponder al nombre y código que el gestor asignó al punto de inicio y de terminación del servicio de transporte en el SNT, para cada una de sus contrapartes:

- Código contraparte.
- Número de operación asignado por el gestor.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se modifica el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013"

- Nombre del punto de entrada o de transferencia entre transportadores donde el transportador recibe el gas.
  - Nombre del punto de salida o de transferencia entre transportadores donde el transportador entrega el gas.
  - Destino del gas contratado: Costa, interior, zona aislada en costa o interior.
  - Cantidad de energía autorizada por el transportador al remitente incluida en el programa de transporte de gas definitivo por punto de entrada, de salida o de transferencia, expresada en MBTU y su equivalente en KPC, determinada por tipo de demanda no regulada la cual deberá ser desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, gas natural vehicular comprimido u otros.
- iii. Los transportadores deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información de cada renominación ocurrida durante el día de gas, antes de las 12:00 horas del día D+1, la cual debe corresponder al nombre y código que el gestor asignó al punto de inicio y de terminación del servicio de transporte en el SNT, para cada una de sus contrapartes:
- Código contraparte.
  - Número de operación asignado por el gestor.
  - Nombre del punto de entrada o de transferencia entre transportadores donde el transportador recibe el gas.
  - Nombre del punto de salida o de transferencia entre transportadores donde el transportador entrega el gas.
  - Destino del gas contratado: Costa, interior, zona aislada en costa o interior.
  - Hora en la cual el transportador recibió la renominación.
  - Cantidad de energía autorizada por el transportador al remitente incluida en el programa de transporte de gas definitivo (dato final después de la renominación) para el día de gas por punto de entrada, de salida o de transferencia, expresada en MBTU y su equivalente en KPC, determinada por tipo de demanda no regulada la cual deberá ser desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, gas natural vehicular comprimido u otros.

El gestor del mercado definirá el medio y los formatos para la declaración de la información señalada en este literal".



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se modifica el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013"

**Artículo 6. Adiciónese el literal f) al numeral 4.1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013.** El literal f) del numeral 4.1 del Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013 quedará así:

"f) Otra información operativa

- i. Los productores-comercializadores deberán declarar al gestor del mercado la información sobre producción total disponible para la venta, PTDV, y producción comprometida, PC. El productor-comercializador que sea operador del campo deberá declarar al gestor del mercado la información sobre potencial de producción, PP. Los comercializadores de gas importado deberán declarar al gestor del mercado las cantidades importadas disponibles para la venta para el consumo interno, CIDV.

Estas declaraciones se realizarán (i) teniendo en cuenta las definiciones de PTDV, PC, PP y CIDV establecidas en el Artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan; (ii) con la desagregación, fecha de reporte y período establecido en el segundo inciso del Artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan; (iii) teniendo en cuenta lo previsto en el parágrafo 2 del Artículo 2.2.2.2.21 del Decreto 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan, para el caso de campos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad.

La primera declaración de los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado se realizará a más tardar el 30 de septiembre de 2016. A partir del 1 de octubre de 2016 estos participantes del mercado actualizarán la información ante el gestor del mercado cuando la actualicen al Ministerio de Minas y Energía en virtud de lo establecido en el artículo 2.2.2.2.22 del Decreto 1073 de 2015, o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

- ii. Los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado deberán declarar al gestor del mercado la siguiente información, cada vez que sea necesario para mantenerla actualizada, por cada fuente de suministro que debe corresponder al código que el gestor asignó al punto de entrada donde el productor inyecta el gas al SNT:

- Tipo de fuente de suministro: planta de importación de gas, campo de producción (menor, aislado, pruebas extensas, yacimiento no convencional, nuevo campo y otros).
- Nombre del punto de entrada: punto de entrada donde se inyecta el gas al SNT que corresponda al nombre y código asignado por el gestor del mercado. En caso de que el punto de entrada esté sobre un sistema de distribución se deberá indicar el nombre del mercado relevante y del municipio donde está ubicado el punto

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se modifica el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013"

de entrada. Si se trata de una fuente que no tiene conexión al SNT o a un sistema de distribución (e.g. porque entrega gas a sistemas de transporte de gas natural comprimido) el nombre del punto de entrada será igual al nombre de la fuente.

- iii. El gestor del mercado tomará la información sobre capacidad máxima de mediano plazo, CMMP, por tramos y grupos de gasoductos definidos en las resoluciones de cargos regulados aprobados por la CREG, publicada en cada una de las resoluciones de cargos.

Los transportadores actualizarán esta información ante el gestor del mercado dentro de las 24 horas siguientes cuando la actualicen en virtud de lo establecido en el párrafo 1 del Artículo 4 de la presente Resolución, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Esta actualización se deberá reportar al gestor del mercado dentro de las 24 horas siguientes a la verificación de la misma por parte la firma auditora de que trata el párrafo 1 del Artículo 4 de la presente Resolución, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. En todo caso, cada vez que la CREG adopte nuevos cargos regulados el gestor del mercado tomará la nueva información de CMMP para actualizar su base de datos.

- iv. Los transportadores deberán declarar al gestor del mercado, y cada vez que exista una modificación o actualización, la siguiente información para todos los tramos del SNT que corresponda:

- Nombre del tramo o grupo de gasoductos definidos en las resoluciones de cargos regulados aprobados por la CREG para efectos tarifarios. El tramo deberá corresponder con el código asignado por el gestor del mercado.
- Nombre de los puntos de entrada al sistema de transporte con su respectiva georreferenciación dada en longitud, latitud y altitud. El punto de entrada deberá corresponder con el código asignado por el gestor del mercado y se deberá especificar el nombre del tramo de gasoducto sobre el cual se ubica. En caso de que en el punto de entrada se reciba gas de un sistema de distribución se deberá indicar el nombre del mercado relevante de distribución y del municipio donde está ubicado el punto de entrada.
- Nombre de puntos de salida asociados a cada tramo o grupo de gasoductos definidos en las resoluciones de cargos regulados aprobados por la CREG y su respectiva georreferenciación dada en longitud, latitud y altitud. El punto de salida deberá corresponder con el código asignado al punto de salida por el gestor del mercado.
- Georreferenciación dada en longitud, latitud y altitud de (i) el punto sobre el troncal o gasoducto principal del que se desprende un gasoducto ramal; el transportador asignará y declarará un nombre al punto de salida del cual se desprende el respectivo ramal; (ii) el punto sobre el sistema de transporte donde termina un tramo de gasoducto, definido en las

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se modifica el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013"

resoluciones de cargos regulados aprobados por la CREG, e inicia el siguiente tramo; el transportador asignará y declarará un nombre para este punto; (iii) el punto sobre sistema donde se ubica una estación de compresión; el transportador asignará y declarará un nombre para la respectiva estación de compresión; (iv) punto donde se presenta transferencia de custodia entre transportadores; el transportador asignará y declarará un nombre para este punto y declarará el nombre del transportador a quien le transfiere la custodia del gas en ese punto. Esta información de georreferenciación no será pública y sólo podrá ser utilizada por las entidades del Estado que la requieran para el ejercicio de sus funciones.

v. Los comercializadores que atienden usuarios finales deberán declarar al gestor, dentro de los primeros 10 días hábiles de cada mes, la siguiente información:

- Nombre de los mercados relevantes de comercialización en los que atiende usuarios finales.
- Cantidad de energía consumida en el mes anterior por los usuarios atendidos por el comercializador y desagregada para cada uno de sus mercados relevantes de comercialización y por tipo de demanda residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas térmicas u otros, expresada en MBTU.

vi. Los transportadores que posean estaciones de compresión en sus sistemas de transporte deberán declarar al gestor del mercado, dentro de los primeros 10 días hábiles de cada mes, la siguiente información del mes anterior para cada estación de compresión:

- Nombre de la estación de compresión
- Horas de uso de la estación
- Factor del carga para cada uno de los días del respectivo mes entendido como la relación entre la potencia entregada y la potencia nominal de la estación
- Consumo de combustible o energía durante el respectivo mes en MBTU

El gestor del mercado definirá el medio y los formatos para la declaración de la información señalada en este artículo".

**Artículo 7. Modifíquense los numerales ii, vi y vii del literal b) del numeral 4.2 del Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013.** Los numerales ii, vi y vii del literal b) del numeral 4.2 del Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013 quedarán así:

"ii. La cantidad total de energía tomada y la transportada diariamente de cada tramo de gasoducto definido para efectos tarifarios y el total de energía tomada de cada sistema de transporte, expresada en MBTU. El total de energía tomada de cada tramo y del sistema de transporte deberá estar

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se modifica el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013”

determinada por tipo de demanda no regulada la cual deberá ser desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, gas natural vehicular comprimido u otros.

El total de energía tomada de cada sistema de transporte corresponderá a la suma de las cantidades tomadas en cada uno de los tramos de gasoductos del respectivo sistema y de las cantidades entregadas en los puntos de transferencia con otros sistemas de transporte. La anterior información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses. Durante los primeros 12 meses de recolección de información se publicará el histórico de los meses sobre los que se haya recolectado información”.

- “vi. Las cantidades totales diarias de energía nominada, reportada al gestor antes de las 15:55 horas del día D-1, y la incluida en el programa de suministro de gas definitivo, reportada al gestor antes de las 19:50 horas del día D-1, en cada punto de entrada al SNT, expresadas en MBTU. Estas cantidades deberán estar determinadas por tipo de demanda no regulada la cual deberá ser desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, gas natural vehicular comprimido u otros.

Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses. Durante los primeros 12 meses de recolección de información se publicará el histórico de los meses sobre los que se haya recolectado información”.

- “vii. Las cantidades totales diarias de energía nominada, reportada al gestor antes de las 16:50 horas del día D-1, y la autorizada en el programa de transporte de gas definitivo, reportada al gestor antes de las 20:20 horas del día D-1, por cada sistema de transporte, expresadas en MBTU. Estas cantidades deberán estar determinadas por tipo de demanda no regulada la cual deberá ser desagregada en comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, refinería, gas natural vehicular comprimido, plantas de generación térmica u otros y demanda regulada la cual deberá ser desagregada en residencial, comercial, industrial, gas para transportadores, petroquímica, gas natural vehicular comprimido u otros.

Esta información se actualizará dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes y deberá mostrar el histórico de los últimos doce (12) meses. Durante los primeros 12 meses de recolección de información se publicará el histórico de los meses sobre los que se haya recolectado información”.



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se modifica el Anexo 2 de la Resolución CREG 089 de 2013"

---

**Artículo 8. Vigencia y derogatorias.** La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial* y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

Firma del proyecto,



**GERMÁN ARCE ZAPATA**  
Ministro de Minas y Energía  
Presidente



**JORGE PINTO NOLLA**  
Director Ejecutivo

