

NUEVA REGULACIÓN SOBRE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Gabriela Mancero y Diana Bernal

El Decreto 2100 de junio 15 de 2011, mediante el cual se busca asegurar el abastecimiento de gas en Colombia, constituye un instrumento determinante para el desarrollo del sector en el país.

Según el Ministro de Minas y Energía de Colombia,¹ la nueva regulación promueve las actividades de la exploración y explotación de campos no convencionales de gas natural, permitiéndoles a los productores ser generadores de energía térmica, cosa que antes no se podía hacer y precisó que la meta del cuatrienio es firmar unos quince contratos bajo esa modalidad.”

Aunque muchas disposiciones aún deben ser reglamentadas ya sea por la CREG o el Ministerio de Minas y Energía para su efectiva aplicación, a continuación destacamos las principales normas del nuevo Decreto:

1. Según el Decreto 2100,² los productores, productores-comercializadores, comercializadores y transportadores atenderán de manera prioritaria la demanda de gas para consumo interno. Los agentes exportadores de gas natural deben atender prioritariamente la demanda de gas para el consumo interno cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de graves emergencias transitorias y no transitorias o escasez de gas natural (“Situaciones de Emergencia”).³ Cuando quiera que deban ser suspendidos los compromisos de exportación como consecuencia de las mencionadas situaciones, se reconocerá el costo de oportunidad por las cantidades de gas que no puedan ser exportadas. Como se puede observar, el nuevo decreto presenta un cambio en el enfoque tradicional sobre la responsabilidad pues ahora se invierte la responsabilidad al ser cada uno de los agentes de la demanda esencial los responsables y ya no los productores-comercializadores.
2. El Decreto introduce la definición de “Demanda Esencial” que corresponde a: (i) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución; (ii) la demanda de gas natural comprimido vehicular; (iii) la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del Sistema Nacional de Transporte de gas; y, (iv) la demanda de gas natural de las refinerías. Los Agentes que atiendan la Demanda Esencial tienen la

¹ XIII Congreso Nacional e Internacional de Servicios Públicos y TIC, Medellín, 22-24 de Junio de 2011.

² Artículo 4.

³ Decreto 880 de 2007 modificado por el Decreto 4500 de 2009 que define y regula este tipo de situaciones.

obligación de contratar el suministro y el transporte de gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda con Agentes que cuenten con respaldo físico.⁴ Si ocurre una Situación de Emergencia y los agentes que atienden la demanda esencial no cuentan con los contratos firmes o que garanticen firmeza asumirán directamente los costos en que incurran los Agentes que por ello resulten afectados. Lo anterior, sin perjuicio de las acciones administrativas y sanciones que puedan derivarse de este incumplimiento. Esta disposición está sujeta a regulación de la CREG.

3. Tanto la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) como el gobierno tienen a su cargo la dirección en el manejo del gas en Colombia, estos organismos expiden las siguientes directrices referentes al campo:

- 3.1. Asegurarse de que cualquier contrato u operación de cualquier naturaleza que la ANH celebre para la administración de gas natural de propiedad del Estado y de las participaciones de la ANH (es decir, la que resulte de los pagos del Estado a título de regalía y/o como participación en la propiedad del recurso en los contratos y/o convenios de exploración y explotación de hidrocarburos suscritos con la ANH.), no tenga por objeto aumentar la concentración en la oferta de gas natural en el mercado. Como se puede observar, el Decreto busca generar nuevos oferentes de gas natural tomando en consideración que hoy en día el 65% de la producción está concentrada en un solo productor.
- 3.2. Que dichos contratos u operaciones no tengan por objeto privilegiar el suministro del Gas Natural de Propiedad del Estado y de las Participaciones de la ANH a ningún Agente.
- 3.3. Que el comercializador del Gas Natural de Propiedad del Estado y de las Participaciones de la ANH se ajuste a lo dispuesto por la CREG para esta actividad.
- 3.4. Que el Gas Natural de Propiedad del Estado y de las Participaciones de la ANH se destine prioritariamente a la atención de la demanda interna de este combustible para el aseguramiento del abastecimiento nacional.

Los contratos de Exploración y Explotación celebrados con anterioridad a la expedición del Decreto 2100 no serán afectados con la nueva regulación y continuarán rigiéndose bajo sus términos y condiciones. Sin embargo en el evento en que se presente cualquier prórroga o regulación de ellos, el contrato deberá sujetarse a la nueva regulación.

⁴ Artículo 5.

4. En cuanto a la publicación de la certificación de las reservas, el Decreto 2100 establece que los productores continuarán presentándola a la ANH. La ANH deberá publicar la información consolidada de reservas de gas natural y de petróleo al 31 de diciembre del año anterior, desagregada por campo y ubicación geográfica, dentro de los 150 días de cada año.
5. El productor o productor-comercializador de gas natural declarará las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, de las que sea propietario y que sean destinadas para su propio consumo. Si las cantidades de gas natural declaradas llegaran a ser ofrecidas para la venta total o parcialmente, estas se someterán a los mecanismos y procedimientos de comercialización de que trata el artículo 11 del Decreto 2100.
6. El productor o productor-comercializador de gas natural declarará ante el Ministerio de Minas y Energía o a quien este determine:
 - 6.1. El total de las cantidades diarias medidas en GBTUD, que el productor o productor-comercializador estime disponibles para la venta bajo cualquier modalidad, en un periodo determinado a través de contratos de suministro en cada campo o en un punto de entrada a la ciudad. Esta estimación debe considerar el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo de producción a la tasa máxima de recobro y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas. ("PTDV").
 - 6.2. La producción del productor ya contratada. El operador del campo declarará: (i) La producción de cada campo, y (ii) el porcentaje de participación de los productores y el Estado en la producción de hidrocarburos de dicho campo o de aquellos de explotación integrada.

Tal declaración deberá presentarse desagregada mensualmente, a más tardar, el 31 de marzo de cada año o cuando así lo determine el Ministerio de Minas y Energía para un periodo de diez (10) años contados a partir de la fecha en el cual se elabora. Si el productor no cuenta con dicha información, así deberá declararlo de forma motivada y documentada.

El Decreto 2100 establece la obligación del Ministerio de publicar toda la información debidamente analizada, ajustada, consolidada dentro de 15 días siguientes a la fecha de recibo.

7. De conformidad con el artículo 11 del Decreto 2100 la comercialización, total o parcial, de las declaradas PTDV y de las Cantidades Importadas Disponibles para la Venta para el Consumo Interno ('CIDV') se deberá realizar siguiendo los

mecanismos y procedimientos de comercialización que establecerá la CREG en concordancia con los lineamientos previstos en el Decreto.

8. Hasta tanto la CREG expida tal regulación, se aplicará el siguiente procedimiento:

8.1. Comercialización de la PTDV de campos con precios libres.

Para el período comprendido entre el 15 de Junio y el 31 de Diciembre de 2011 para efectos de la comercialización del gas de campos con precios libres, se aplicará el procedimiento de comercialización establecido en la Resolución CREG 095 de 2008, modificada por las Resoluciones CREG 045 y 147 de 2009. Dicho procedimiento deberá ser ajustado por la CREG, dentro de los quince 15 días siguientes a la expedición del Decreto y deberá:

- 8.1.1. Reducir la incertidumbre respecto de la contratación del suministro en el corto y mediano plazo, considerando las condiciones actuales del sector en este aspecto.
- 8.1.2. Reemplazarse el concepto de Producción Disponible para Ofertar en Firme –PDOF– por las cantidades que se ofrecerán por los productores o productores-comercializadores bajo Contrato Firme de la PTDV y/o la CIDV, según corresponda.
- 8.1.3. Asegurar que los Agentes que sean adjudicatarios de la PTDV y/o la CIDV para la atención de la demanda para consumo interno de gas natural no puedan suscribir compromisos de suministro con destino a la exportación.
- 8.1.4. Prever que los productores-comercializadores podrán asumir compromisos de exportación de gas natural conforme a lo previsto en este decreto y sin sujeción al procedimiento de comercialización aplicable durante el período de transición.

Como se puede observar, el Decreto busca transparencia en el mercado mediante la disponibilidad de toda la información por parte de todos los productores. No obstante la bondad de este mecanismo, se ha criticado su excesiva reglamentación.

8.2. Comercialización de la PTDV de campos con precios máximos regulados

- 8.2.1. Durante el período comprendido entre la fecha de expedición del acto administrativo expedido por la CREG y de conformidad con el artículo 31 del Decreto y el 31 de diciembre de 2011, los productores-comercializadores de los campos con precios máximos regulados⁵ deberán ofrecer para la venta, en la fecha y términos que establezca el Ministerio

⁵ Cabe destacar que actualmente el único campo con precio máximo regulado es el campo Guajira.

de Minas y Energía o quien este designe, las cantidades a contratar bajo modalidad Firme de la PTVD de dichos campos y asignarla conforme al siguiente orden:

- 8.2.1.1. En primera instancia, a los transportadores que requieran el gas natural para la operación de las estaciones compresoras.
 - 8.2.1.2. En segundo lugar, a los Distribuidores que requieran el gas natural para la atención directa de sus usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en su red de distribución y que tengan vigentes contratos de suministro desde los campos con precios máximos regulados.
 - 8.2.1.3. En tercer lugar, a los distribuidores que requieran el gas natural para la atención directa de sus usuarios industriales regulados y que tengan vigentes contratos de suministro desde los campos con precios máximos regulados.
 - 8.2.1.4. En cuarto lugar, a los demás distribuidores que requieran el gas natural para la atención directa de sus usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en su red de distribución.
 - 8.2.1.5. En quinto lugar, a los demás distribuidores que requieran el gas natural para la atención directa de sus usuarios industriales regulados.
 - 8.2.1.6. En sexto lugar, a los Agentes que requieran el gas natural para la atención de la demanda de las refinerías.
 - 8.2.1.7. En séptimo lugar, a los Agentes que tengan vigentes contratos de suministro y que requieran el gas para la atención de la demanda.
 - 8.2.1.8. En octavo lugar, a los Agentes que tengan vigentes contratos de suministro y que requieran el gas para la atención de la demanda industrial no regulada.
 - 8.2.1.9. En noveno lugar, a los Agentes que tengan vigentes contratos de suministro y que requieran el gas para la demanda de las plantas termoeléctricas a base de gas.
 - 8.2.1.10. En décimo lugar, a los agentes que no tengan contratos de suministro desde los campos con precios máximos regulados y que requieran el gas para: (i) la atención de la demanda de vehículos a gas (ii) la demanda industrial no regulada, y (iii) para las plantas termoeléctricas a base de gas.
 - 8.2.1.11. En undécimo lugar, a los Agentes que requieran el gas con destino a la exportación.
9. El artículo 12 del Decreto 2100 establece un número de excepciones a los mecanismos y procedimientos de Comercialización de la PTDV. No se aplicaran a:
- 9.1. La comercialización de gas en Campos Menores.
 - 9.2. La comercialización de gas en campos de hidrocarburos que se encuentren en pruebas extensas o sobre los cuales no se haya declarado su comercialidad

9.3. La comercialización de gas en yacimientos no convencionales.

Los Agentes pueden comercializar el gas en las condiciones que ellos definan, pero deberán sujetarse a las modalidades de contratos de suministro previstos en la regulación. No obstante, estos Agentes podrán aplicar los mecanismos y procedimientos de comercialización que establezca la CREG.

10. Con el fin de propender por el equilibrio de las relaciones contractuales entre los Agentes Operacionales (es decir personas naturales o jurídicas entre las cuales se dan las relaciones técnicas y/o comerciales de compra, venta, suministro y/o transporte de gas natural, comenzando desde la producción y pasando por los sistemas de transporte hasta alcanzar el punto de salida de un usuario. Son agentes los productores-comercializadores, los comercializadores, los distribuidores, los transportadores, los usuarios no regulados y los almacenadores independientes.) La CREG establecerá los requisitos mínimos para cada una de las modalidades de contratos previstos en el Decreto. Los contratos de suministro y/o transporte que a la fecha de expedición del Decreto se encuentren en ejecución no serán modificados por efectos de esta disposición, pero en el evento de que se prorrogue su vigencia, dicha prórroga deberá sujetarse a las condiciones mínimas que establezca la CREG.

Por medio de la Circular No. 037⁶ la CREG ha puesto a disposición de todos los interesados el tercer informe de la consultoría para la estandarización de los contratos para el suministro y el transporte de gas natural en Colombia. La CREG recibió comentarios hasta el 28 de julio de 2011.

Una de las críticas a la estandarización de contratos por parte de la CREG es que dicha estandarización no reconozca las diferencias técnicas y operacionales que existen entre los distintos campos, lo que podría incrementar los riesgos de las partes y encarecer el suministro de gas natural.

11. El Decreto también otorga al Ministerio de Minas y Energía un término de 3 meses a partir de la entrada en vigencia del decreto para expedir normas técnicas para la exploración y explotación de yacimientos de gas natural no convencionales y las reglas de coexistencia con actividades mineras. Así mismo, la ANH en un plazo no mayor a seis 6 meses, transcurridos a partir del 15 de Junio de 2011 adoptará un reglamento para la contratación de áreas para la exploración y explotación de yacimientos de gas natural no convencionales, incluyendo un modelo de contrato específico para esta actividad. El Decreto no define 'yacimientos no convencionales.' La ANH debe expedir el reglamento de contratación de áreas para este tipo de yacimientos.

⁶ Emitida por la CREG. Publicada en <http://www.creg.gov.co>. Fecha de publicación: 29 de de Junio de 2011

12. En virtud del artículo 17 la UPME de conformidad con las directrices expedidas por el Ministerio de Minas y Energía debe elaborar un plan indicativo de abastecimiento de gas natural para un período de diez 10 años
13. Los Agentes Operacionales podrán incluir dentro de su plan de inversiones aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural. Dentro del término de 6 meses, contados a partir de la expedición del Decreto 2100, la CREG establecerá los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse para el cubrimiento de la demanda de los usuarios del servicio público de gas natural y fijará las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión que para el efecto presenten los Agentes Operacionales.
14. Una importante disposición fue introducida por el artículo 19 del Decreto 2100 referente al estudio de viabilidad de almacenamiento subterráneo de gas natural que el Ministerio de Minas y Energía y la ANH deben llevar a cabo en un plazo no superior a un año.

EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE GAS COMBUSTIBLE

En virtud del artículo 22 del Decreto 2100 las actividades relacionadas a la exportación de gas, la importación de gas para usos distintos al servicio público domiciliario y la importación de gas en tránsito no constituyen actividades complementarias al servicio público domiciliario de gas combustible. Por lo tanto el artículo 11 del Decreto mencionado no se aplica a estas actividades.

El precio del gas natural con destinación a la importación o exportación será pactado libremente por las partes. No obstante si para el propósito de llevar a cabo el correspondiente suministro es necesario utilizar tramos de gasoducto, este servicio se remunerará de acuerdo con los cargos aprobados por la CREG.

Otra cuestión clave en la nueva regulación (Artículos 24 y 25) es la posibilidad que los agentes tienen para construir, administrar, operar y mantener las Interconexiones Internacionales de Gas Natural que se requieran para transportar el gas natural destinado a la exportación o importación.

A los efectos del acceso a las interconexiones internacionales de Gas Natural, los propietarios de las interconexiones están en la obligación de dar acceso a otros Agentes que requieran de dicha infraestructura para efectuar Intercambios Comerciales Internacionales de Gas, siempre y cuando, ello sea técnica y económicamente viable. Las condiciones técnicas y económicas serán acordadas libremente entre las partes.

Los Agentes Exportadores podrán convenir libremente la exportación de gas sin estar sujetos al Artículo 11 (antes mencionado) del nuevo Decreto.

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

De conformidad con el artículo 30 del Nuevo Decreto, la CREG puede implementar mecanismos para incentivar la importación de gas natural con el fin de promover el abastecimiento de este energético.

La exportación e importación de gas natural no se considera un servicio complementario al servicio público domiciliario.

Con anterioridad a la expedición del Decreto 2100 del 2011 el Ministerio de Minas y el Gobierno Nacional dieron a conocer las metas que se proponen cumplir frente a la actividad económica del Gas. En el XIV Congreso Nacional de Naturgas, realizado en Cartagena el 15 de Abril del 2011 el Ministro de Minas y Energía Carlos Rodado Noriega puso de presente el objetivo de aumentar la producción de gas natural en los próximos cuatro años, para lo cual cuenta con las reservas de Cupiagua, la entrada en operación del pozo de Gibraltar, las ampliaciones del campo La Creciente y de campos menores y nuevos descubrimientos que se vienen presentando en diferentes departamentos del interior y del Caribe colombiano. Así mismo el Ministerio indicó que entrará a fijar una política única para el abastecimiento nacional de gas, y en palabras de Rodado “sin dejar atrás el compromiso de desarrollar los marcos contractuales para que los inversionistas y empresarios, interesados en el gas no convencional, puedan explorar y explotar tanto el gas esquisto (shale gas) como el gas metano asociado al carbón (CBM), de una forma legítima y legal”; también se insistió en la posibilidad de consolidar un esquema de incentivos a la inversión privada, en toda la cadena productiva, con normas jurídicas estables para las actividades de comercialización, importación y exportación del energético.

“En dicho Congreso, el Jefe de la Cartera de Minas también expresó que el sostenimiento de la actividad exploratoria garantiza la autosuficiencia energética. “Por tanto, se firmarán 205 nuevos contratos para la explotación y exploración, incluyendo 15 para hidrocarburos

no convencionales, de los que a la fecha se han logrado consolidar más de 65 en este 2011, que son el resultado de la Ronda Colombia 2010.”⁷

Dentro del conjunto de medidas que tienen como objetivo “promover el abastecimiento del combustible a partir de mayores inversiones del sector privado y lograr la cobertura permanente del servicio para cerca de 5,8 millones de usuarios residenciales, 335.000 vehículos convertidos y la industria”⁸, el Gobierno busca incentivar la exploración del combustible en diferentes yacimientos y conforme al pronóstico del Presidente de la República, Juan Manuel Santos, al finalizar el cuatrienio se lograrán ventajas significativas a la renta Nacional si se llegan a producir 1.350 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.⁹

Con la expedición del Decreto 2100 el 15 de Junio del 2011 se definió la regulación jurídica de los mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural, con base en estudios elaborados por la CREG y la UPME, y en cumplimiento de los requisitos formales.

Como consecuencia de la nueva regulación la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) expidió el 21 de Junio de 2011 la Resolución 081 conforme a los lineamientos del Decreto 2100 de 2011 y la Resolución 181014 del Ministerio de Minas y Energía la cual tiene como objeto ajustar el procedimiento de comercialización de gas natural establecido en la Resolución CREG 095, ésta a su vez modificada por las Resoluciones 045 y 147 de 2009. La Resolución 081 del 2011 aplica a todos los Agentes que intervengan en la realización de transacciones comerciales de compraventa de gas natural.¹⁰ La mencionada Resolución 081/11 se encuentra en Consulta.

Por otra parte en pronunciamiento que ha hecho el Ministro de Minas y Energía, Carlos Rodado respecto del Decreto 2100 puntualizó “que éste busca promover la exploración y explotación en campos tradicionales y en los no convencionales. Para ello quedó establecido que los productores de gas no convencional (metano o de esquistos), conocido como shale gas, lo podrán comercializar en las condiciones que ellos definan. Esta misma libertad de venta aplicará para los yacimientos de campos menores a 30 millones de pies cúbicos diarios.”¹¹ El Ministro explicó que “la liberalización de las exportaciones del combustible tendrá como regla básica garantizar el abastecimiento

⁷Publicación de www.portafolio.com.co. Sección Economía. Fecha de publicación: 10 de mayo de 2011. Autor: José M. Higuera. Redactor de CEET. Nombre del Artículo: Colombia definirá reglas claras para el sector de gas.

⁸Publicación de www.portafolio.com.co. Sección Negocios. Fecha de publicación: 13 de Junio de 2011. Nombre del Artículo: Colombia podría exportar los excedentes de otros combustibles a precios paridad de exportación.

⁹Ibídem

¹⁰ Artículo 1 de la Resolución 081 del 21 de Junio de 2011

¹¹Publicación de www.portafolio.com.co. Sección Negocios. Fecha de publicación: 20 de Junio de 2011. Nombre del Artículo: Vía libre a la exportación de gas natural. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/libre-la-exportacion-gas-natural>

interno, de tal manera que la demanda residencial, la refinación de crudo, el gas vehicular y el gas de compresión del sistema de transporte tenga contratos con respaldo físico” y agregó que “se pretende que este aseguramiento no se vuelva una traba para el aumento de la producción de gas y la generación de excedentes para la exportación.” El Gobierno también busca conectar 300.000 nuevos usuarios al combustible.¹²

En otros pronunciamientos durante el XIII Congreso Nacional y IV de Servicios Públicos y TIC de Andesco que se realizó en Medellín¹³ señaló Rodado Noriega que “Decretar libertad de exportación de gas natural en Colombia permitirá que haya nuevos hallazgos expandir la reserva y atender así la creciente demanda en subsectores, permitiendo además dejar excedentes para la exportación.” “El funcionario destacó el Decreto 2100 de junio de 2011, como la carta de navegación, no sólo para las empresas que prestan los servicios de gas natural, sino para todas las entidades públicas del sector, buscando de esta forma asegurar el abastecimiento en todo momento para los usuarios del país.”¹⁴

De acuerdo al Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014¹⁵ hay unas disposiciones especiales sobre el Gas:

Artículo 64. Subsidio de energía para distritos de riego *La Nación asignará un monto de recursos destinados a cubrir el valor correspondiente a un 50% del costo de la energía eléctrica y gas natural que consuman los distritos de riego que utilicen equipos electromecánicos para su operación debidamente comprobado por las empresas prestadoras del servicio respectivo, de los usuarios de los distritos de riego y de los distritos de riego administrados por el Estado (...)*

Artículo 98. Administración cuota de fomento de gas natural. *La Cuota de Fomento de Gas Natural a que se refiere el artículo 15 de la Ley 401 de 1997, modificado por el artículo 1° de la Ley 887 de 2004, será del 3% sobre el valor de la tarifa que se cobre por el gas objeto del transporte, efectivamente realizado.(...)*

Artículo 100. Sistema de información de combustibles líquidos. *A partir de la vigencia de la presente ley el Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo, creado mediante el artículo 61 de la Ley 1151 de 2007, se denominará Sistema de Información de Combustibles Líquidos. El Ministerio de Minas y Energía dará continuidad a la operación de este sistema en el cual se deberán registrar, como requisito para poder operar, todos los agentes de la Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos, incluidos los biocombustibles, y los comercializadores de Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV). (...)*

¹² Ibídem

¹³ Realizado del 22 al 24 de Junio de 2011.

¹⁴ Publicación de <http://dossier33.com/> Fecha de publicación: 26 de Junio de 2011. Nombre del Artículo: Decretada libertad de exportación de gas natural en Colombia Disponible en:

<http://dossier33.com/2011/06/decretada-libertad-de-exportacion-de-gas-natural-en-colombia/>

¹⁵ Ley 1450 del 16 de Junio de 2011.

Artículo 102. Contribuciones por parte de los usuarios industriales de gas natural domiciliario. A partir del año 2012, los usuarios industriales de gas natural domiciliario no serán objeto del cobro de la contribución de que trata el numeral 89.5 del artículo 89 de la Ley 142 de 1994.

Parágrafo. Para efectos de lo previsto en el presente artículo, el Gobierno Nacional reglamentará las condiciones necesarias para que los prestadores del servicio de gas natural domiciliario realicen un adecuado control entre las distintas clases de usuarios.