



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN N.º 164 DE 2017

(09 NOV. 2017)

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga

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, y

CONSIDERANDO QUE:

El inciso tercero del artículo 333 de la Constitución Política establece que “(e)l Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional”.

El artículo 365 de la Constitución Política establece, a su vez, que “(l)os servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional”, que los mismos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, y que “(e)n todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios”.

Los artículos 1, 2, 3 y 4 de la Ley 142 de 1994 establecen que los servicios públicos domiciliarios son esenciales y que la intervención del Estado está encaminada, entre otros fines, a conseguir su prestación eficiente, asegurar su calidad, ampliar su cobertura, permitir la libre competencia y evitar el abuso de la posición dominante. Esto mediante diversos instrumentos expresados, entre otros, en las funciones y atribuciones asignadas a las entidades, en especial las regulaciones de las comisiones, relativas a diferentes materias como la gestión y obtención de recursos para la prestación de servicios, la fijación de metas de eficiencia, cobertura, calidad y su evaluación, la definición del régimen tarifario,

Cuy LMNE
D

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

la organización de sistemas de información, la neutralidad de la prestación de los servicios, entre otras.

El numeral 14.18 del artículo 14 y el artículo 69 ambos de la Ley 142 de 1994 prevén a cargo de las comisiones de regulación la atribución de regular el servicio público respectivo con sujeción a la ley y a los decretos reglamentarios como una función de intervención sobre la base de lo que las normas superiores dispongan para asegurar que quienes presten los servicios públicos se sujeten a sus mandatos. Dicha atribución consiste en la facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y la ley, para someter la conducta de las personas que presten los servicios públicos domiciliarios y sus actividades complementarias a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos.

El artículo 34 de la Ley 142 de 1994 dispone que "las empresas de servicios públicos, en todos sus actos y contratos, deben evitar privilegios y discriminaciones injustificadas, y abstenerse de toda práctica que tenga la capacidad, el propósito o el efecto de generar competencia desleal o de restringir en forma indebida la competencia", estableciendo para el efecto, entre otras, qué prácticas son consideradas como restricción indebida a la competencia, dentro de las que se destaca la establecida en su numeral 34.6, que estipula como una de ellas, "el abuso de la posición dominante al que se refiere el artículo 133 de esta Ley, cualquiera que sea la otra parte contratante y en cualquier clase de contratos".

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.

El numeral 73.11 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994, atribuyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la competencia para establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas del servicio público domiciliario de gas combustible.

El Artículo 87 de la Ley 142 de 1994, estableció los criterios bajo los cuales se debe definir el régimen tarifario de las empresas de servicios públicos, como lo son eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.

El numeral 87.1 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 establece que el régimen de tarifas procurará que estas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo.

El artículo 126 de la Ley 142 de 1994, establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de 5 años y se mantendrán vigentes hasta tanto la comisión no fije unas nuevas.

LM06
Cuy
Kuy

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

El artículo 127 de la Ley 142 de 1994, establece que antes de doce meses a la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias, se debe poner en conocimiento por parte de la comisión a las empresas prestadoras de servicios públicos las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar las fórmulas del periodo siguiente.

El Decreto 2696 de 2004 en su artículo 11, compilado por el Decreto 1078 de 2015, dispuso que antes de doce (12) meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias cada Comisión deberá poner en conocimiento de las entidades prestadoras y de los usuarios las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del período siguiente, que deben cubrir como mínimo los siguientes puntos: i) Aspectos generales del tipo de regulación a aplicar, ii) Aspectos básicos del criterio de eficiencia, iii) Criterios para temas relacionados con costos y gastos, iv) Criterios relacionados con calidad del servicio, v) Criterios para remunerar el patrimonio de los accionistas y vi) Los demás criterios tarifarios contenidos en la ley.

En el proceso de definición de cargos de distribución, según la metodología general adoptada mediante la Resolución CREG-011 de 2003, se encontraron varias iniciativas tendientes a utilizar la tecnología de GNC para la prestación del servicio público domiciliario de gas natural en poblaciones aisladas de los Sistemas de Transporte.

El GNC requiere las etapas de compresión, transporte y almacenamiento.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas mediante Resolución CREG-011 de 2003, estableció los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible, y las fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por tubería.

En el artículo 34 de la Resolución CREG-011 de 2003 se establecen las fórmulas tarifarias generales para usuarios regulados del servicio público de gas natural comprimido.

En las fórmulas tarifarias generales para usuarios regulados del servicio público de gas natural comprimido establecidas en la Resolución CREG-011 de 2003 se incluyen los componentes TV_m y P_m definidos así:

TV_m Costo máximo unitario en \$/m³ para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga de acuerdo con la metodología definida por la CREG en resolución independiente.

P_m Costo de compresión del gas natural expresado en \$/m³, establecido en resolución independiente por la CREG.

Cuf LM06
JL

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

De conformidad con lo anterior es necesario definir la metodología aplicable al componente TVm y el costo de compresión Pm del gas natural expresado en \$/m3.

Para efectos de estimar el costo de compresión Pm se considera la unidad constructiva para gas natural comprimido estipulada en el anexo 1 de la Resolución CREG-011 de 2003.

El costo máximo unitario para el transporte TVm contempla un costo por transporte en vehículos de carga que se puede determinar a partir de los costos de transporte que se establezcan para los recorridos entre los municipios en donde se encuentran las estaciones de compresión (origenes) conectadas al SNT de gas natural y los municipios donde se encuentran las estaciones de descompresión (destinos) y un costo de almacenamiento resultante de las inversiones en los módulos de almacenamiento, con sus respectivos gastos de AOM.

El parágrafo del Artículo 34 de la Resolución CREG-011 de 2003 estipula que los componentes TVm y Pm podrán incluirse dentro del componente Tm de la Fórmula Tarifaria General para el servicio de distribución de gas natural por gasoductos.

Es necesario aclarar el procedimiento a seguir por los agentes para efectos de incluir, si es del caso, los componentes TVm y Pm dentro del componente Tm de la Fórmula Tarifaria General para el servicio de distribución de gas natural por gasoductos.

Mediante Resolución CREG-008 de 2005, la Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó de manera definitiva la regulación correspondiente al costo de compresión de gas natural desde un punto de salida SNT hasta una estación del sistema de distribución y la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga de que trata el artículo 34 de la Resolución CREG-011 de 2003.

Por su parte en el Artículo 2 de la Resolución CREG-202 de 2013 se define lo que debe entenderse por gas natural comprimido, GNC, así:

GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC): *Gas Natural cuya presión se aumenta a través de un proceso de compresión y se almacena en recipientes de alta resistencia.*

Así mismo y en la regulación en mención en relación con el gas natural comprimido, GNC, de igual manera se definen las estaciones de descompresión, así:

ESTACIÓN DE DESCOMPRESIÓN: *Instalación en donde se reduce la presión del Gas Natural Comprimido - GNC y se ajusta al caudal necesario para inyectarlo a las redes de distribución o a la conexión de un usuario. Esta estación cuenta con un regulador de presión, un sistema de calentamiento y un sistema de medición.*

Guy LMOC

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

Con base en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, considera conveniente poner en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de gas natural comprimido, de los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y las fórmulas tarifarias para la remuneración del costo de compresión de gas natural y la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga, que están contenidas en el Anexo General de la presente resolución.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión No. 814 del 9 de noviembre de 2017, aprobó expedir la presente Resolución.

R E S U E L V E:

Artículo 1. Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

Artículo 2. Con la presente Resolución se da inicio a la actuación administrativa para poner en consideración las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga, desde un punto de salida SNT hasta una estación del sistema de distribución.

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

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., a

09 NOV. 2017

Alonso R. Cardona Delgado

ALONSO MAYELO CARDONA DELGADO
Viceministro de Energía (E)
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente

GERMÁN CASTRO FERREIRA

Director Ejecutivo

LM06

CWJ

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

ANEXO GENERAL

BASES SOBRE LAS CUALES SE REGULA EL COSTO DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL Y SE DEFINE LA METODOLOGÍA PARA ESTABLECER EL COSTO MÁXIMO UNITARIO PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL COMPRIMIDO EN VEHÍCULOS DE CARGA

Tabla de contenido

1	OBJETIVO	8
2	ANTECEDENTES LEGALES.....	8
3	GENERALIDADES DEL TRANSPORTE DE GNC.....	9
3.1.	ETAPA DE COMPRESIÓN.....	9
3.2.	ETAPA DE ALMACENAMIENTO.....	9
3.3.	ETAPA DE TRANSPORTE	9
3.4.	ETAPA DE ENTREGA AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	9
3.5.	ADMINISTRACIÓN Y OPERACIÓN	10
4	MERCADO GNC.....	10
4.1.	ESTADÍSTICAS DEL MERCADO	10
5	ESTUDIOS	12
5.1.	ESTUDIO ESTIMACIÓN DE COSTOS DE TRANSPORTE DE GLP A GRANEL Y ENVASADO EN CILINDRO – 2003.....	12
5.2.	ESTUDIO CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO DE ESTIMACIÓN DE FLETES DE TRANSPORTE TERRESTRE DE GASOLINA Y ACPM DESDE LAS PLANTAS DE ABASTECIMIENTO HASTA LAS ESTACIONES DE SERVICIO DE TODOS LOS MUNICIPIOS DE COLOMBIA, ASÍ COMO EL TRANSPORTE DE BIOCOMBUSTIBLES DE LAS PLANTAS DE PRODUCCIÓN DE ETANOL Y BIODISEL HASTA EL REFINADOR Y LOS DISTRIBUIDORES MAYORISTAS - 2012	12
5.3.	ESTUDIO DETERMINACIÓN DE LA ESTRUCTURA DE COSTOS DE TRANSPORTE TERRESTRE DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN COLOMBIA – 2014	13
5.4.	MODELO DE TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS POR CARRETERA ELABORADO POR SNC – LAVALIN, 2015 14	
6	IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMA	14
6.1.	RETOS PARA ABORDAR EL PROBLEMA	15
6.2.	JUSTIFICACIÓN DE LA INTERVENCIÓN DEL GOBIERNO	15
6.3.	OPCIONES DE INTERVENCIÓN	16
6.3.1.	Alternativa 1: No intervenir.....	16
6.3.2.	Alternativa 2: Libertad regulada y precio máximo	16
6.4.	CONSULTAS	17
6.4.1.	Bases metodológicas	17
6.4.2.	Resolución de consulta	17
6.4.3.	Documento de análisis.....	17
6.4.4.	Resolución definitiva	18
7	TEMAS A ESTUDIAR	18
7.1.	ANÁLISIS PARA EL RECONOCIMIENTO DE TERRENOS.....	18
7.2.	REVISIÓN Y VALORACIÓN DE ACTIVOS DE COMPRESIÓN.....	18
7.2.1.	Tecnologías de suministro.....	19
7.2.2.	Tecnologías de compresores	19
7.2.3.	Inversiones en compresión	19
7.3.	ESTUDIO DE LA FÓRMULA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE GNC	19
7.4.	FORMULACIÓN DE MODELO DE COSTOS TRANSPORTE TERRESTRE.....	20
7.4.1.	Caracterización de los tipos de camiones y remolques necesarios:	20
7.4.2.	Modelo de costos	21
8	BIBLIOGRAFÍA.....	21

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

Lista de Tablas

Tabla 1 Flujos entre mercados de GNC	10
Tabla 2 Objetivos y conclusiones estudio UPME 2014	13
Tabla 3 Causas problemática y consecuencias.....	15

Cuy LM06

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

BASES METODOLÓGICAS PARA REGULAR EL COSTO DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL Y DEFINICIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA ESTABLECER EL COSTO MÁXIMO UNITARIO PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL COMPRIMIDO

1 OBJETIVO

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

El análisis que ocupa estas bases y los estudios conexos que se realicen para emitir la metodología de remuneración de transporte de gas natural comprimido incluirá las facilidades de compresión y de transporte.

2 ANTECEDENTES LEGALES

El objeto principal de este documento es poner en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio público domiciliario de gas natural, usuarios y los demás interesados las bases sobre las cuales se llevarán a cabo los estudios para determinar el costo de compresión de gas natural y definir la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga para el siguiente periodo tarifario.

La revisión de la metodología y las fórmulas se realizará con base en los artículos 126 y 127 de la Ley 142 de 1994 que establecen lo siguiente:

ARTÍCULO 126.- Vigencia de las fórmulas de tarifas. Las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cinco años, salvo que antes haya acuerdo entre la empresa de servicios públicos y la comisión para modificarlas o prorrogarlas por un periodo igual. (...)

(...)

Vencido el periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias, continuarán rigiendo mientras la comisión no fije las nuevas.

ARTÍCULO 127.- Inicio de la actuación administrativa para fijar nuevas tarifas. Antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias, la comisión deberá poner en conocimiento de las empresas de servicios públicos las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del periodo siguiente. Después, se aplicará lo previsto en el artículo 124.

Teniendo en cuenta que la Resolución CREG 011 de 2003 entró en vigencia en el año 2003, es necesario iniciar la actuación administrativa que permita la revisión de dicha regulación.

Cuf LM06

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

3 GENERALIDADES DEL TRANSPORTE DE GNC

El Gas Natural Comprimido –GNC– corresponde a gas natural que ha sido sometido a un proceso de compresión para su almacenamiento y si es el caso posterior transporte terrestre.

En la actualidad es empleado como un medio para transportar gas natural para atender demandas que no sustentan la construcción de gasoductos y a partir de un análisis modal de transporte es más eficiente utilizar tecnología de transporte GNC en términos económicos.

El proceso de GNC, comprende las etapas de compresión, almacenamiento, transporte y entrega al sistema de distribución, incluyendo la administración y coordinación logística del mismo.

3.1. Etapa de compresión

Se toma el gas natural de un gasoducto de transporte y mediante compresores se aumenta su presión para ser almacenado en cilindros o tanques diseñados para tal fin.

La metodología de compresión puede realizarse en cascada, es decir, varios compresores con niveles de presión diferente, o un compresor a un solo nivel de presión.

3.2. Etapa de almacenamiento

Consiste en el llenado de cilindros de acero u otros materiales dispuestos de manera vertical u horizontal para su almacenamiento y posterior transporte, dichos almacenamientos pueden ser modulares de acuerdo a las demandas que van a atender, los cuales pueden ser móviles o fijos en los puntos de entrega para asegurar la continuidad en la prestación del servicio.

3.3. Etapa de transporte

Se transporta por vía terrestre y en camiones de carga el GNC almacenado desde un punto de origen donde usualmente esta la estación de compresión a un punto de destino.

3.4. Etapa de entrega al sistema de distribución

El gas natural que llega al punto de destino se expande para reducir su presión y se inyecta a las redes de distribución de gas combustible para ser llevado al usuario final.

Actualmente los equipos requeridos para la descompresión hacen parte de la estación de regulación que se incluye en los activos de distribución que se remuneran a través del cargo de distribución de gas natural por redes de tubería.

Cay LM06
Cay

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

3.5. Administración y operación

En el análisis para la coordinación y administración de las diferentes etapas de operación de un sistema con tecnología GNC descritas previamente, se espera estudiar aspectos asociados a la administración y operación, tales como personal de monitoreo logístico, software especializado y requerimientos de recursos en campo para atender las rutas de entrega.

4 MERCADO GNC

Actualmente el GNC al interior del País desarrolla escenarios de oferta y demanda alcanzando aproximadamente cien rutas destinadas a cubrir los requerimientos de gas natural en mercados dispersos.

La Tabla 1 describe los mercados de GNC en donde el departamento de Sucre es una fuente de GNC originada en el municipio de San Pedro, a partir de dicho punto se entrega a los departamentos de Córdoba y Bolívar.

Los departamentos Nariño y Putumayo corresponden a demandas netas y los demás departamentos tienen mercados intra-departamentales de oferta y demanda de GNC.

4.1. Estadísticas del mercado

La Tabla 1, referencia los volúmenes en metros cúbicos al mes que se transan en los diferentes mercados, donde se destaca:

- Las rutas entre los departamentos de Sucre y Antioquia cuentan con el mayor volumen transportado.
- La mayor demanda Valle del Cauca con 15%.

Tabla 1 Flujos entre mercados de GNC

Origen	Destino									
	ANTIOQUIA	BOLIVAR	CAQUETA	CAUCA	CORDOBA	CUNDINAMARCA	HUILA	NARINO	TOLIMA	VALLE
ANTIOQUIA	352.014									
BOGOTA							88.997			
BOLIVAR		55.829								
CAUCA				103.616				220.542		
CORDOBA	19.300				34.511					
CUNDINAMARCA						169.566				
HUILA			380.594				170.884			
SUCRE	634.194				104.646					
TOLIMA						37.519		147.620		
VALLE DEL CAUCA				155.131						486.793

Fuente SUI

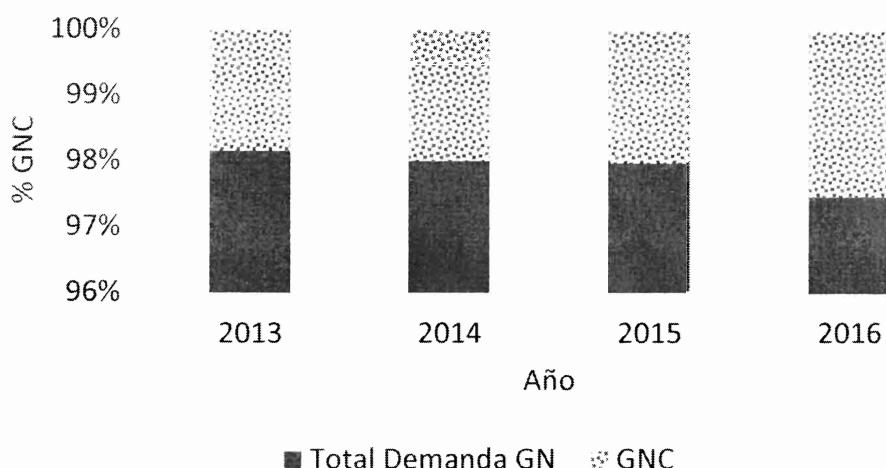
Para el desarrollo del análisis regulatorio es importante considerar los porcentajes de participación que alcanza el GNC en el total de la demanda de gas natural, para lo corrido de los últimos 4 años. El Gráfico 1 reporta dicho

LM06
CML
Jey

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

comportamiento, evidenciando que esta alcanza aproximadamente el 3% de participación.

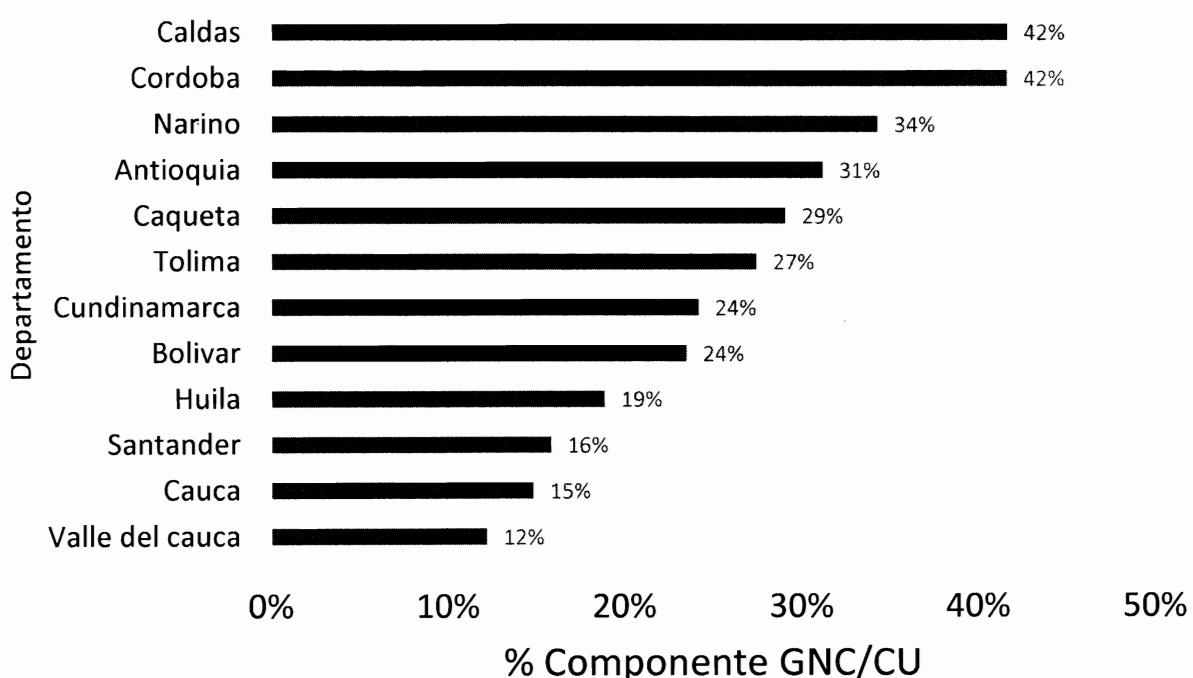
Gráfico 1 . Porcentaje de participación del GNC en la demanda total



Fuente SUI

Por otra parte, también se analizó la participación del GNC al interior del Costo Unitario -CU- para los municipios que son atendidos en su cadena de valor con GNC, donde se observa que corresponde en promedio a un 27% del CU. Como se observa en el Gráfico 2 este porcentaje oscila entre 12% y el 42%.

Gráfico 2 Participación del GNC en el CU



Fuente SUI

LM06
Cuy
R

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

5 ESTUDIOS

A continuación, se presenta un compendio de los principales estudios técnicos contratados por el Ministerio de Minas y Energía, la UPME y/o la CREG, que permiten considerar aspectos relevantes para el análisis del transporte terrestre de GNC.

5.1. Estudio estimación de costos de transporte de GLP a granel y envasado en cilindro – 2003

En el año 2002 la CREG contrató con la firma "Duarte Guterman & CIA. Ltda" una consultoría para la *"Estimación de costos de transporte de GLP a granel y envasado de cilindro"* donde el estudio se enfocó en los siguientes aspectos:

- Caracterización de la actividad de transporte de GLP al por mayor y a granel entre los puntos de producción.
- Determinación del mercado relevante de cada uno de los terminales de abasto de GLP.
- Estimación de una función de costo medio para el transporte de GLP, considerando criterios tales como tipo de carretera, vehículo y carga.

El estudio desarrolla los objetivos planteados, a su vez concluye que si el costo de operación del transporte fuera el elemento determinante en la actividad de GLP a nivel de mayoristas y distribuidores se podría llegar a replantear aspectos tales como tamaño, el número y la ubicación de las plantas mayoristas y envasadoras.

5.2. Estudio construcción de un modelo de estimación de fletes de transporte terrestre de gasolina y ACPM desde las plantas de abastecimiento hasta las estaciones de servicio de todos los municipios de Colombia, así como el transporte de biocombustibles de las plantas de producción de etanol y biodiesel hasta el refinador y los distribuidores mayoristas - 2012

El Ministerio de Minas y Energía en el año 2011 contrató a la empresa Steer Davies & Gleave Limited Sucursal Colombia para la "Construcción de un Modelo de Estimación de Fletes de Transporte Terrestre de gasolina y ACPM desde las plantas de abastecimiento hasta las estaciones de servicio de todos los municipios de Colombia, así como el transporte de biocombustibles entre plantas de producción de etanol y biodiesel hasta el refinador y los distribuidores mayoristas".

Los objetivos del estudio fueron:

- Construcción de matrices origen destino para todos los municipios de Colombia para combustibles líquidos derivados del petróleo y otra para biocombustibles.



Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

- Realizar la modelación de optimización económica que incluya la interrelación entre competencia en la distribución minorista - mayorista y el flete.
- Analizar bajo criterio de eficiencia la determinación del flete de transporte terrestre.

El modelo final del estudio permite realizar el cálculo de fletes entre plantas de abastecimiento y estaciones de servicio, con criterios de eficiencia en costos de transporte, suficiencia financiera del sector y garantizando competencia entre las firmas que prestan el servicio.

5.3. Estudio determinación de la estructura de costos de transporte terrestre de combustibles líquidos en Colombia – 2014

Durante el año 2014 la UPME contrató a la Unión Temporal UT – TRANSCOM para desarrollar un estudio que permitiera identificar la totalidad de los costos directos e indirectos asociados a la actividad de transporte terrestre de combustibles líquidos entre las plantas de abastecimiento más cercanas a las ciudades de Armenia, Ibagué, Popayán, Santa Marta, Tunja y Villavicencio.

Los objetivos y conclusiones del estudio se presentan en la tabla 2.

Tabla 2 Objetivos y conclusiones estudio UPME 2014

Objetivos	Conclusiones
Desarrollar un modelo para la determinación de los costos unitarios del transporte terrestre de gasolina y ACPM entre las plantas de abasto más cercanas a las ciudades de Armenia, Ibagué, Popayán, Santa Marta, Tunja y Villavicencio.	Se identificaron 9 categorías que conforman la estructura de costos del transporte terrestre de combustibles líquidos: ruta (distancia, altimetría, peajes, etc), combustibles, capital, mantenimiento (preventivo, lubricantes, filtros y llantas), personal, seguros, administración, utilidad y otros (Lavado, parqueo, planillas, seguimiento satelital, sellos de seguridad e imprevistos).
Calcular el costo unitario del transporte para Armenia, Tunja y Villavicencio desde las dos plantas de abasto que las atienden.	La incidencia del costo del combustible (alrededor de 35%) y los peajes sumados equivalen, como promedio de todas las rutas a algo más del 48% del costo total. Estos dos parámetros son una dependencia directa de las políticas gubernamentales.
Identificar los costos directos e indirectos de la actividad de transporte terrestre de combustibles líquidos entre las plantas de abasto y las ciudades mencionadas.	Se hace evidente la necesidad de una política gubernamental para generar programas que conlleven a la sustitución de los vehículos cuyos costos terminan
Determinar para cada ruta, la participación de cada parámetro en el costo unitario del transporte.	
Identificar políticas gubernamentales que puedan	

LM06
Luy

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

Tabla 2 Objetivos y conclusiones estudio UPME 2014

Objetivos	Conclusiones
afectar la disminución de los costos y en consecuencia la canasta familiar.	afectando el precio del flete terrestre. (Antigüedad no mayor a 25 años).

5.4. Modelo de transporte de combustibles líquidos por carretera elaborado por SNC – Lavalin, 2015

Durante el año 2015 la CREG contrató a la empresa SNC – Lavalin para desarrollar la consultoría para determinar los costos eficientes del transporte terrestre de combustibles desde los sitios de producción o importación hasta los centros de consumo.

Para el desarrollo de este trabajo, el consultor utilizó como insumo el análisis de costos asociados a la actividad de transporte terrestre de combustibles líquidos que la UT Transcom realizó en el año 2014 para la UPME. Teniendo en cuenta que el estudio de la UPME, incluyó el análisis de costos entre las plantas de abastecimiento y las ciudades de Armenia, Ibagué, Popayán, Santa Marta, Tunja y Villavicencio, la CREG consideró necesario ampliar el análisis la totalidad de plantas de abastecimiento, para mayor cantidad de rutas y para otros combustibles.

El producto final de esta consultoría fue un modelo de cálculo de costos de transporte que permite determinar, para diferentes rutas, los componentes porcentuales de costos, diferenciados en las siguientes categorías: combustible, peajes, gastos de viaje, mantenimiento, lubricantes, filtros, llantas, personal, capital, seguros, administración, utilidad imprevistos y otros costos fijos. En este modelo, se definieron y actualizaron los costos índices de inversión para la infraestructura y los criterios de indexación de los costos estándar para la infraestructura.

6 IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMA

La cadena de valor del gas natural incluye dentro de los eslabones de la cadena de valor de suministro transporte por gasoductos, transporte mediante tecnología de gas natural comprimido y distribución en zonas aisladas, para algunos mercados el transporte del gas natural mediante tecnologías de gas natural comprimido

Dentro de su problemática se encuentra el identificar los mecanismos para que, a dicho servicio público, tenga en cuenta la identificación de señales regulatorias que enmarquen la actividad de manera eficiente, procurando la continuidad en el suministro, teniendo en cuenta la suficiencia financiera del sector, promoviendo la competencia o regulando los monopolios en los casos que aplique.

LM06
Cay
Haf

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

Al revisar con más detalle las particularidades del eslabón de transporte de GNC se encuentran los siguientes elementos enmarcados en una estructura de causas problemática y consecuencias, la cual se resume en la Tabla 3

Tabla 3 Causas problemática y consecuencias	
Aspecto	Elementos destacados
Causas	<ul style="list-style-type: none"> • Oportunidades de mejora en la metodología para valorar los costos de GNC • Variación en las realidades del mercado frente a lo definido en la resolución 008-2005
Problema	Modelo de remuneración de GNC puede no remunerar los costos eficientes de las realidades del mercado de GNC
Consecuencias	Se pueden estar trasladando costos ineficientes a los usuarios

Fuente CREG

6.1. Retos para abordar el problema

A partir de la dinámica del desarrollo del GNC existen múltiples retos para modelar dicho mercado y así definir la herramienta regulatoria que permita dar las señales de eficiencia económica y de suficiencia financiera para los agentes que intervienen. Entre los retos se pueden destacar:

- a) La heterogeneidad de los agentes hace difícil obtener un cálculo para la remuneración de cada actividad.
- b) La integración entre ellos limita la transparencia disponible al mercado en términos de costos y de eficiencia.
- c) Complejidades en la operación y definición logística de rutas de transporte terrestre de GNC.
- d) Modelamiento de las estaciones de compresión de GNC en cuanto a inversión y AOM.
- e) Modelamiento de facilidades de almacenamiento y coordinación logística de la misma.

6.2. Justificación de la intervención del Gobierno

El gas natural en su integralidad como servicio público es un mercado en el cual el Estado acorde al mandato legal tiene la función de 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 promoverla.

Bajo dicha premisa dentro de la cadena de valor del gas natural existen mercados donde, como se presenta en el numeral 4 son atendidos llevándoles el gas natural mediante transporte de GNC, al ser este un elemento fundamental en el desarrollo de la actividad se requiere aplicar el mandato legal en el análisis de la remuneración del transporte de GNC.

CML
LMG
JL
M

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

6.3. Opciones de intervención

La intervención del Estado y la profundidad de la misma en el mercado dependen de las condiciones de competencia y de la viabilidad con la cual se pueda aplicar la regulación para obtener los resultados esperados.

En el caso del costo de compresión de gas natural y la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga, la Comisión deberá, a partir de sus funciones explicadas en el numeral 2 establecer la metodología de remuneración de las dos actividades.

No siempre en la presencia de una falla de mercado la solución está en manos del regulador. Es posible que los incentivos a la competencia o los incentivos a incrementar la eficiencia de los actores puedan provenir de otros tipos de intervención, diferentes a la regulación económica. También puede darse el caso de regulación económica cuyos costos de implementación o los costos que se generan al mercado sean mayores que los beneficios que arroje.

A continuación, se presentan las opciones de intervención relacionadas con la formación de valores que remuneren el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

Una vez identificadas las alternativas, la Comisión está en la tarea de evaluar cada una de ellas y determinar, con la debida retroalimentación por parte de los interesados, las medidas más eficientes de regulación económica.

6.3.1. Alternativa 1: No intervenir

Debido a que el transporte de GNC usualmente es propiedad de la misma empresa que opera el mercado relevante de gas se tiene el fenómeno de integración vertical, de tal manera que el mercado se ve expuesto a dicho fenómeno el cual puede generar subsidios cruzados y la posibilidad de transferencias entre negocios del distribuidor, lo cual podría generar una ineficiencia de costos que finalmente se transfieren al usuario.

6.3.2. Alternativa 2: Libertad regulada y precio máximo

Es factible incluir o mejorar un modelo de valoración de infraestructura y definir señales de eficiencia operativa y de valoración de activos mediante la estructuración de matrices origen destino que recojan dichos factores bajo un esquema de libertad regulada.

El incentivo para la empresa es incrementar su eficiencia reduciendo los costos de operación, con el fin de obtener mayores beneficios. Esta metodología, no cubre los riesgos asociados a los volúmenes, los costos y los gastos, que debe asumir el agente.

LM06
Cuy
Juy

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

6.4. Consultas

Para la emisión de una nueva norma, la CREG sigue una serie de pasos que garantizan la transparencia del proceso y la participación ciudadana en el desarrollo de la regulación. Para efectos de metodologías que determinan la remuneración de un prestador de servicios públicos, y concretamente en este caso la remuneración de los distribuidores mayoristas y minoristas de combustibles líquidos, se siguen las siguientes etapas:

6.4.1. Bases metodológicas

La CREG publica las bases metodológicas sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga. Este documento presenta la problemática identificada, las características actuales de los mercados que se van a analizar y las alternativas de regulación que han sido identificadas. Estas alternativas constituyen el eje central del análisis que debe llevar a cabo la Comisión para determinar la forma que tome la regulación.

Las bases metodológicas se ponen a disposición del público interesado para comentarios con el fin de identificar las inquietudes de los agentes directa o indirectamente afectados. Todos los comentarios recibidos son tenidos en cuenta para el análisis y se responde a ellos en el documento soporte durante la siguiente etapa (Resolución de consulta).

6.4.2. Resolución de consulta

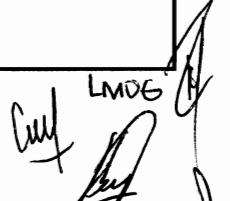
A partir del análisis técnico y económico que realiza la Comisión, se elabora una resolución de consulta con una propuesta específica para la intervención. La Comisión debe identificar los agentes dentro de la cadena de gas natural donde intervenga el transporte de GNC afectados directa por la regulación, incluyendo al Estado y al público general.

Para la Resolución de consulta se lleva a cabo un análisis de las alternativas identificadas en las bases metodológicas, considerando, además de los aspectos técnicos y económicos, la viabilidad en la implementación de cada alternativa y las implicaciones monetarias y no monetarias sobre el mercado.

Los resultados de los estudios determinarán cual es la mejor alternativa para la regulación, que será puesta al público para comentarios.

6.4.3. Documento de análisis

De forma complementaria a la elaboración de la resolución de consulta, se genera un Documento CREG con el análisis desde el punto de vista técnico hecho por la Comisión. La socialización de los avances busca obtener retroalimentación por parte del público, viabilizando el mayor impacto positivo al mercado cuando se emita la regulación definitiva.



LMOG

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

6.4.4. Resolución definitiva

Contando con el análisis interno y los comentarios de agentes, entidades y demás interesados, la Comisión elabora la Resolución definitiva que determina la metodología de remuneración del costo de compresión de gas natural y el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

La regulación definitiva cuenta con una etapa de socialización mediante la cual la Comisión debe presentar a los agentes y demás interesados la forma en la cual se remunera. Los participantes de este proceso de socialización en el territorio nacional deben recibir la información que les permita conocer los procesos y requerimientos con los cuales serán remunerados a futuro y la implementación establecida para la transición entre la metodología anterior y la nueva.

La divulgación se logra por medio de talleres presenciales y virtuales, además de las socializaciones por la página web de la Entidad.

7 TEMAS A ESTUDIAR

7.1. Análisis para el reconocimiento de terrenos.

Desde la perspectiva técnica se analizarán los aspectos relacionados con las necesidades y especificaciones de los terrenos, es decir aspectos tales como:

- a) Localizarán las estaciones de compresión y descompresión.
- b) Área necesaria para la localización de equipos.
- c) Espacio para maniobra de vehículos, casetas de control, almacenamiento de tanques que cumplan distancias de seguridad.
- d) Adicionalmente se analizarán las condiciones que debería cumplir la localización de los terrenos y normatividad nacional e internacional que deberían cumplir los terrenos.

En cuanto a la remuneración de los terrenos se analizará la mejor estrategia para remunerar o no los aspectos técnicos señalados.

7.2. Revisión y valoración de activos de compresión.

Desde la perspectiva de activos de compresión se adelantará un análisis que incluya los siguientes aspectos:

- a) Tecnologías de suministro de potencia
 - i. Gas
 - ii. Electricidad
 - iii. Combustibles líquidos

Cay *LM06*

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

b) Tecnologías de compresión:

- i. Etapas de compresión
- ii. Tipo de tecnología reciprocante, turbina
- iii. Inversiones
 - Curva de inversión vs potencia
 - Capacidades de compresión

c) AOM

- i. Periodos de mantenimiento
- ii. mantenimientos mayores y menores

A partir de los temas expuestos se procederá a analizar las principales variables para su caracterización, tal como se expone a continuación:

7.2.1.Tecnologías de suministro

A partir de los consumos típicos detectados en la caracterización de los mercados atendidos por GNC en el numeral 4, se estudiarán tecnologías aplicables para la compresión de gas haciendo una caracterización de las fuentes de suministro de energía para atenderlas tal como energía eléctrica, gas natural, entre otros.

7.2.2.Tecnologías de compresores

Adicionalmente se considera como elemento complementario las tecnologías de compresión que se utilizan para los mercados atendidos por GNC en el numeral 4 destacando un análisis del motor reciprocante.

7.2.3.Inversiones en compresión

Desde el punto de vista de inversiones se considera pertinente incluir la desagregación sobre la componente de motor y la de compresión analizando los diferentes tipos a fin de buscar un modelo o una curva que represente la inversión a escala para diferentes regímenes de potencia instalada, así como compresión requerida.

7.3. Estudio de la fórmula de remuneración de la actividad de GNC.

Tomando en consideración la cadena de valor del GNC, se analizarán las bases que definirían la remuneración de las actividades asociadas con la compresión, transporte y distribución de GNC, donde se estudiará la estructura de la matriz origen - destino de GNC, así como la formula actual incluida en la Resolución CREG 008 de 2005, que se aplica a mercados atendidos con sistemas de transporte y distribución por gasoductos y transporte de GNC, la cual se presenta a continuación:

(suj) LM06

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

FÓRMULA PARA MERCADOS ATENDIDOS CON SISTEMAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN POR GASODUCTOS Y TRANSPORTE DE GNC. Para aquellos Mercados Relevantes aprobados por la CREG y conformados por municipios atendidos con Sistemas de Distribución y Transporte de gas natural por gasoductos y Sistemas de Distribución de Gas Natural Comprimido - GNC, los componentes TV_m y P_m podrán incluirse dentro del componente T_m de la Formula Tarifaria General adoptando la siguiente fórmula:

$$T_m = \frac{T_{mo} \times Q_o + [TV_m + P_m] \times Q_{GNC}}{Q_o}$$

Donde:

T_m = Costo promedio máximo unitario en $$/m^3$ para municipios atendidos con Sistemas de Distribución y Transporte de gas natural por gasoductos y Sistemas de transporte de gas natural comprimido, aplicable en el mes m .

T_{mo} = Costo promedio máximo unitario en $$/m^3$ para el transporte de gas natural por gasoducto en cada Sistema de Transporte, aplicable en el mes m .

Q_o = Volumen de gas en m^3 transportado en gasoducto por cada Sistema de Transporte en el mes m . No debe ser superior al Q total del mercado, teniendo en cuenta que el Q_{GNC} usa el Sistema de Transporte.

TV_m = Costo máximo unitario en $$/m^3$ para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

P_m = Costo de compresión del gas natural expresado en $$/m^3$.

Q_{GNC} = Volumen de GNC en m^3 transportado en vehículos de carga en el mes m .

7.4. Formulación de modelo de costos transporte terrestre.

El modelo de modelamiento de costeo de transporte terrestre buscará analizar entre otros:

7.4.1. Caracterización de los tipos de camiones y remolques necesarios:

Los tipos de vehículos para el transporte de GNC por carretera, contemplan las opciones estándar para transportar los módulos de almacenamiento del GNC:

- Camiones unitarios o rígidos de 2, 3 y 4 ejes Camión de 12 toneladas de capacidad, que puede transportar hasta cinco módulos de 300 m³, para un total de 1,500 m³.

Carlo LMGS

Por el cual se pone en conocimiento de los agentes y demás interesados las bases sobre las cuales se regula el costo de compresión de gas natural y se define la metodología para establecer el costo máximo unitario para el transporte de gas natural comprimido en vehículos de carga.

- b) Camión articulado de 5 o más ejes. cabezote con tráiler de capacidad máxima de 40 toneladas de carga en donde se puede transportar hasta diez y ocho módulos de almacenamiento (36 Ton) para un total de 5,400 m3.

7.4.2. Modelo de costos

Dentro del análisis regulatorio se incluye lineamientos de modelamiento analíticos que incluyen entre otros aspectos los siguientes:

- a) Modelo matemático para la determinación de los costos unitario del transporte terrestre de GNC.
- b) Sensibilidades del costo del transporte terrestre de GNC a los factores más críticos componentes del precio final.
- c) Modelo que permite afectar cualquier elemento componente del costo del transporte para construir casos variables.
- d) Participación de cada parámetro en el costo unitario del transporte y compara para cada ruta la participación de los parámetros críticos.

8 BIBLIOGRAFÍA

Guterman, E. (2003). 5.1. *Estudio estimación de costos de transporte de GLP a granel y envasado en cilindro*.

Limited, S. D. (2011). 5.2. *Estudio construcción de un modelo de estimación de fletes de transporte terrestre de gasolina y ACP desde las plantas de abastecimiento hasta las estaciones de servicio de todos los municipios de Colombia así como el transporte de biocombustibles de*.

SNC – Lavalin. (2015). 5.4. *Modelo de transporte de combustibles líquidos por carretera*.

TRANSCOM, U. (2014). 5.3. *Estudio determinación de la estructura de costos de transporte terrestre de combustibles líquidos en Colombia*.

Firmas del Anexo,

Alonso M. Cardona Delgado

ALONSO MAYELO CARDONA DELGADO
Viceministro de Energía (E)
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente

germán castro ferreira
GERMÁN CASTRO FERREIRA

Director Ejecutivo

curt lmds