



MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 3951 DE 2012

(diciembre 17)

por la cual se efectúa un traslado en el Presupuesto de Gastos de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (Coljuegos) para la vigencia fiscal de 2012.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público, en ejercicio de la facultad legal que le confieren los artículos 29 del Decreto número 4730 de 2005 modificado por el artículo 1° del Decreto número 4836 de 2011,

CONSIDERANDO:

Que la Ley 1485 de diciembre de 2011, por la cual se decreta el presupuesto de rentas y recursos de capital y Ley de Apropiações para la vigencia fiscal del 1° de enero al 31 de diciembre de 2012, en su artículo 3° detalla el Presupuesto de gastos o Ley de Apropiações para la vigencia 2012, del cual hace parte el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 29 del Decreto número 4730 de 2005, modificado por el artículo 1° del Decreto número 4836 de 2011, las modificaciones al anexo del decreto de liquidación que no modifiquen en cada sección presupuestal el monto total de sus apropiaciones de funcionamiento, el servicio de la deuda o los subprogramas de inversión aprobados por el Congreso, se realizarán mediante resolución expedida por el jefe del órgano respectivo. El Ministerio de Hacienda y Crédito Público - Dirección General de Presupuesto Público Nacional, aprobará las operaciones presupuestales contenidas en las resoluciones;

Que en la Sección 1301-19 Empresa Industrial y Comercial del Estado Administradora del Monopolio Rentístico de los Juegos de Suerte y Azar (Coljuegos), existen recursos en la Cuenta 1 Gastos de Personal, Subcuenta 0, Objeto del Gasto 2 Servicios Personales Indirectos que por estar libres de afectación pueden ser contracreditados;

Que el funcionario responsable del presupuesto de la Empresa Industrial y Comercial del Estado Administradora del Monopolio Rentístico de los Juegos de Suerte y Azar (Coljuegos), expidió el Certificado de Disponibilidad Presupuestal número 412 del 20 de noviembre de 2012,

RESUELVE:

Artículo 1°. Declarar disponible para ser contracreditada y trasladada la suma de setecientos cuarenta y tres millones ochocientos sesenta y cuatro mil quinientos veintidós pesos (\$743.864.522) m/l., en el Presupuesto de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (Coljuegos), así:

CONTRACRÉDITO:

MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO UNIDAD 1301-19 COLJUEGOS PRESUPUESTO DE FUNCIONAMIENTO

CUENTA	1	GASTOS DE PERSONAL	
SUBCUENTA	0		
OBJETO DEL GASTO	2	SERVICIOS PERSONALES INDIRECTOS	
RECURSO	10	RECURSOS CORRIENTES	\$743.864.522
TOTAL CONTRACRÉDITOS			\$743.864.522

Artículo 2°. Con base en el contracrédito del artículo anterior, abrir los siguientes créditos en el Presupuesto de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (Coljuegos):

LA IMPRENTA NACIONAL DE COLOMBIA

Informa que como lo dispone el Decreto número 53 de enero 13 de 2012, artículo 3°, del Departamento Nacional de Planeación, a partir del 1° de junio de 2012 los contratos estatales no requieren publicación ante la desaparición del Diario Único de Contratación Pública”.

CRÉDITO:

MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO UNIDAD 1301-19 COLJUEGOS PRESUPUESTO DE FUNCIONAMIENTO

CUENTA	2	GASTOS DE GENERALES	
SUBCUENTA	0		
OBJETO DEL GASTO	4	ADQUISICIÓN DE BIENES Y SERVICIOS	
RECURSO	10	RECURSOS CORRIENTES	\$743.864.522
TOTAL CRÉDITOS			\$743.864.522

Artículo 3°. La presente resolución rige a partir de la fecha de su expedición y requiere para su validez de la aprobación de la Dirección General de Presupuesto Público Nacional.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 17 de diciembre de 2012.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,

Mauricio Cárdenas Santamaría.

Aprobado:

El Director General del Presupuesto Público Nacional,

Fernando Jiménez Rodríguez.

(C. F.)

RESOLUCIÓN NÚMERO 3952 DE 2012

(diciembre 17)

por la cual se efectúa una distribución en el Presupuesto de Gastos de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para la vigencia fiscal de 2012.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público, en ejercicio de la facultad que le confieren los artículos 19 de la Ley 1485 de 2011 y 22 del Decreto número 4970 de 2011, y

CONSIDERANDO:

Que los artículos 19 de la Ley 1485 de 2011 y 22 del Decreto número 4970 de 2011, disponen que: “Se podrán hacer distribuciones en el presupuesto de ingresos y gastos, sin cambiar su destinación, mediante resolución suscrita por el jefe del respectivo órgano. En el caso de los establecimientos públicos del orden nacional estas distribuciones se harán por resolución o acuerdo de las Juntas o Consejos Directivos. Si no existen Juntas o Consejos Directivos lo hará el representante legal de estos”;

Que en los artículos citados también se establece que a fin de evitar duplicaciones en los casos en los cuales la distribución afecte el Presupuesto de otro órgano que haga parte del Presupuesto General de la Nación, el mismo acto administrativo, servirá de base para disminuir las apropiaciones del órgano que distribuye e incorporar las del órgano receptor. La ejecución presupuestal de estas deberá iniciarse en la misma vigencia de la distribución, en caso de requerirse se abrirán subordinales;

Que en la Sección 130101 Ministerio de Hacienda y Crédito Público - Gestión General, existen recursos en la Cuenta 1 Gastos de Personal, Subcuenta 0, Objeto del Gasto 1 Servicios Personales Asociados a Nómina, Ordinal 8 Otros Gastos Personales - Distribución Previo Concepto DGPPN, los cuales requieren ser distribuidos;

Que el Coordinador de Grupo de Presupuesto del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, expidió Certificado de Disponibilidad Presupuestal número 7312 del 13 de diciembre de 2012 por \$10.000.000.000;

RESUELVE:

Artículo 1°. Efectuar la siguiente distribución en el Presupuesto de Gastos de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para la vigencia fiscal de 2012:

SECCIÓN 1301

MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO UNIDAD 1301-01 GESTIÓN GENERAL PRESUPUESTO DE FUNCIONAMIENTO

CUENTA	1	GASTOS DE PERSONAL	
OBJETO DEL GASTO	1	SERVICIOS PERSONALES ASOCIADOS A NÓMINA	
ORDINAL	8	OTROS GASTOS PERSONALES - DISTRIBUCIÓN PREVIO CONCEPTO DGPPN	
RECURSO	10	RECURSOS CORRIENTES	\$10.000.000.000
TOTAL A DISTRIBUIR			\$10.000.000.000

DIARIO OFICIAL

Fundado el 30 de abril de 1864
Por el Presidente **Manuel Murillo Toro**
Tarifa postal reducida No. 56

DIRECTOR: **ADRIANA HERRERA BELTRÁN**

MINISTERIO DEL INTERIOR
IMPRESA NACIONAL DE COLOMBIA

ADRIANA HERRERA BELTRÁN
Gerente General

Carrera 66 N° 24-09 (Av. Esperanza-Av. 68) Bogotá, D. C. Colombia
Conmutador: PBX 4578000.

e-mail: correspondencia@imprensa.gov.co

DISTRIBUCIÓN:

SECCIÓN 1301
MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL
UNIDAD EJECUTORA 1501-03 EJÉRCITO
PRESUPUESTO DE FUNCIONAMIENTO

CUENTA	1	GASTOS DE PERSONAL	
OBJETO DEL GASTO	1	SERVICIOS PERSONALES ASOCIADOS A NÓMINA	
ORDINAL	8	OTROS GASTOS PERSONALES - DISTRIBUCIÓN PREVIO CONCEPTO DGPPN	
RECURSO	10	RECURSOS CORRIENTES	\$10.000.000.000
		TOTAL DISTRIBUCIÓN	\$10.000.000.000

Artículo 2°. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación, previa aprobación de la Dirección General del Presupuesto Público Nacional.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 17 de diciembre de 2012.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,

Mauricio Cárdenas Santamaría.

Aprobada:

El Director General del Presupuesto Público Nacional,

Fernando Jiménez Rodríguez.

(C. F.)

RESOLUCIÓN NÚMERO 3953 DE 2012

(diciembre 17)

por la cual se efectúa un traslado en el Presupuesto de Gastos de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para la vigencia fiscal de 2012.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público, en ejercicio de las facultades que le confiere el artículo 29 del Decreto número 4730 de 2005, modificado por el artículo 1° del Decreto número 4836 de 2011, y

CONSIDERANDO:

Que a Ley 1485 de diciembre de 2011, por la cual se decreta el presupuesto de rentas y recursos de capital y Ley de Apropiações para la vigencia fiscal del 1° de enero al 31 de diciembre de 2012, en su artículo 3° detalla el Presupuesto de gastos o Ley de Apropiações para la vigencia 2012, del cual hace parte el Ministerio de Hacienda y Crédito Público;

Que de conformidad con el artículo 29 del Decreto número 4730 de 2005, modificado por el artículo 1° del Decreto número 4836 de 2011, las modificaciones al anexo del decreto de liquidación que no modifiquen en cada sección presupuestal el monto total de sus apropiaciones de funcionamiento, servicio de la deuda o los subprogramas de inversión aprobados por el Congreso, se realizarán mediante resolución expedida por el jefe del órgano respectivo. El Ministerio de Hacienda y Crédito Público - Dirección General del Presupuesto Público Nacional, aprobará las operaciones presupuestales contenidas en las resoluciones una vez se realice el registro en el Sistema Integrado de Información Financiera (SIIF) Nación. Si se trata de gastos de inversión se requerirá del concepto favorable del Departamento Nacional de Planeación;

Que en el Presupuesto de Gastos de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para la vigencia fiscal de 2012, existen recursos en la Unidad 1301-01, Cuenta 3 Transferencias Corrientes, Subcuenta 7 Sistema General de Participaciones, Objeto del Gasto 4 Asignaciones Especiales, Ordinal 1 Participación Resguardos Indígenas parágrafo 2° artículo 2° Ley 715 de 2001, Subordinal 8 Sistema General de Participación Resguardos Indígenas del departamento del Cauca que requieren ser ajustados;

Que el Consejo Nacional de Política Económica y Social, mediante documento Conpes Social 157 de noviembre 23 de 2012, realizó "Ajuste a la asignación de los recursos de la participación especial para resguardos indígenas a un resguardo indígena...";

Que el Subdirector Financiero del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, expidió el Certificado de Disponibilidad Presupuestal número 6912 del 4 de diciembre de 2012, por valor de \$15.472.770,

RESUELVE:

Artículo 1°. Declarar disponible para ser contratada la suma de \$15.472.770, en el Presupuesto de Gastos de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, así:
CONTRACRÉDITO:

SECCIÓN 1301
MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO
UNIDAD 1301-01 GESTIÓN GENERAL
PRESUPUESTO DE GASTOS DE FUNCIONAMIENTO

CUENTA	3	TRANSFERENCIAS CORRIENTES	
SUBCUENTA	7	SISTEMA GENERAL DE PARTICIPACIONES	
OBJETO DE GASTO	4	ASIGNACIONES ESPECIALES	
ORDINAL	1	PARTICIPACIÓN RESGUARDOS INDÍGENAS PARÁGRAFO 2° ARTÍCULO 2° LEY 715 DE 2001	
SUBORDINAL	8	SISTEMA GENERAL DE PARTICIPACIÓN RESGUARDOS INDÍGENAS DEL DEPARTAMENTO DEL CAUCA	
RECURSO	10	RECURSOS CORRIENTES	\$15.472.770
		TOTAL CONTRACRÉDITO	\$15.472.770

Artículo 2°. Con base en el contracrédito del artículo anterior, abrir el siguiente crédito en el Presupuesto de Gastos de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para la vigencia fiscal de 2012:

CRÉDITO:

SECCIÓN 1301
MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO
UNIDAD 1301-01 GESTIÓN GENERAL
PRESUPUESTO DE GASTOS DE FUNCIONAMIENTO

CUENTA	3	TRANSFERENCIAS CORRIENTES	
SUBCUENTA	7	SISTEMA GENERAL DE PARTICIPACIONES	
OBJETO DE GASTO	4	ASIGNACIONES ESPECIALES	
ORDINAL	1	PARTICIPACIÓN RESGUARDOS INDÍGENAS PARÁGRAFO 2° ARTÍCULO 2° LEY 715 DE 2001	
SUBORDINAL	20	SISTEMA GENERAL DE PARTICIPACIÓN RESGUARDOS INDÍGENAS DEL DEPARTAMENTO DE PUTUMAYO	
RECURSO	10	RECURSOS CORRIENTES	\$15.472.770
		TOTAL CRÉDITO	\$15.472.770

Artículo 3°. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación, previa aprobación de la Dirección General del Presupuesto Público Nacional.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 17 de diciembre de 2012.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,

Mauricio Cárdenas Santamaría.

Aprobado:

El Director General del Presupuesto Público Nacional,

Fernando Jiménez Rodríguez.

(C. F.)

RESOLUCIÓN NÚMERO 3954 DE 2012

(diciembre 17)

por la cual se efectúa un traslado en el Presupuesto de Gastos de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para la vigencia fiscal de 2012.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público, en ejercicio de la facultad que le confieren el artículo 29 del Decreto número 4730 de 2005 modificado por el artículo 1° del Decreto número 4836 de 2011, y

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 29 del Decreto número 4730 de 2005, modificado por el artículo 1° del Decreto número 4836 de 2011, las modificaciones al anexo del decreto de liquidación que no modifiquen en cada sección presupuestal el monto total de sus apropiaciones de funcionamiento, el servicio de la deuda o los subprogramas de inversión aprobados por el Congreso, se realizarán mediante resolución expedida por el jefe del órgano respectivo. El Ministerio de Hacienda y Crédito Público-Dirección General del Presupuesto Público Nacional, aprobará las operaciones presupuestales contenidas en las Resoluciones una vez se realice el registro en el Sistema Integrado de Información Financiera (SIIF) Nación. Si se trata de Gastos de inversión se requerirá además del concepto favorable del Departamento Nacional de Planeación;

Que en la Sección 1301-01 Ministerio de Hacienda y Crédito Público - Gestión General, existen recursos en la Cuenta 3 Transferencias Corrientes, Subcuenta 2 Transferencias al sector público, Objeto del Gasto 1 Orden nacional, Ordinal 30 "Programas de modernización del Estado", que por estar libres de afectación, pueden ser contratados;

Que la Coordinadora de Grupo de Presupuesto del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, expidió el Certificado de Disponibilidad Presupuestal número 7012 del 6 de diciembre de 2012 por \$2.323.775.000,

RESUELVE:

Artículo 1°. Declarar disponible para ser contratada y trasladada la suma de \$2.323.775.000, en el Presupuesto de Gastos de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público así:

CONTRACRÉDITO:

**SECCIÓN 1301
MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO
UNIDAD 1301-01 GESTIÓN GENERAL
PRESUPUESTO DE GASTOS DE FUNCIONAMIENTO**

CUENTA	3	TRANSFERENCIAS CORRIENTES	
SUBCUENTA	2	TRANSFERENCIAS AL SECTOR PÚBLICO	
OBJETO DEL GASTO	1	ORDEN NACIONAL	
ORDINAL	30	PROGRAMAS DE MODERNIZACIÓN DEL ESTADO	
RECURSO	10	RECURSOS CORRIENTES	\$2.323.775.000
TOTAL CONTRACRÉDITO			\$2.323.775.000

Artículo 2°. Con base en el contracrédito del artículo anterior, abrir el siguiente crédito en el Presupuesto de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público:

CRÉDITO:

**SECCIÓN 1301
MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO
UNIDAD 1301-01 GESTIÓN GENERAL
PRESUPUESTO DE GASTOS DE FUNCIONAMIENTO**

CUENTA	4	TRANSFERENCIAS DE CAPITAL	
SUBCUENTA	2	OTRAS TRANSFERENCIAS	
OBJETO DEL GASTO	1	DESTINATARIOS DE LAS OTRAS TRANSFERENCIAS DE CAPITAL	
ORDINAL	33	PRÉSTAMO A ENTIDADES DESCENTRALIZADAS DEL ORDEN NACIONAL ARTÍCULO 43 ESTATUTO ORGÁNICO DE PRESUPUESTO	
RECURSO	10	RECURSOS CORRIENTES	\$2.323.775.000
TOTAL CRÉDITO			\$2.323.775.000

Artículo 3°. La presente resolución, rige a partir de la fecha de su publicación y requiere para su validez de la aprobación de la Dirección General del Presupuesto Público Nacional.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 17 de diciembre de 2012.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,

Mauricio Cárdenas Santamaría.

Aprobada:

El Director General del Presupuesto Público Nacional,

Fernando Jiménez Rodríguez.

(C. F.)

SUPERINTENDENCIAS

Superintendencia Nacional de Salud

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 003967 DE 2012

(diciembre 17)

por la cual se modifica la Resolución número 003929 de 10 de diciembre de 2012 estableciendo el alcance de la medida de suspensión, y se toman otras determinaciones.

El Superintendente Nacional de Salud, en ejercicio de sus atribuciones legales delegadas en virtud de lo dispuesto en el artículo 189 de la Constitución Política, las atribuidas de conformidad con el numeral 3° del artículo 8° del Decreto número 1018 de 2007, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución número 003929 de 10 de diciembre de 2012, se suspendieron los términos en los Procesos y actuaciones administrativas que adelanta la Superintendencia Nacional de Salud, a partir del once (11) de diciembre de 2012 y hasta el treinta y uno (31) de enero de 2012, inclusive.

Que la medida se tomó con fundamento en el informe del Jefe de Control Interno, relacionado con la auditoría realizada a las Delegadas y a la Oficina Asesora Jurídica de la entidad.

Que otro fundamento fáctico a tener en cuenta, fue la entrega de la oficina Asesora Jurídica que en la fecha se realizaba, atendiendo a la importancia de la misma al interior de las entidades públicas.

Que realizada la entrega del cargo del Jefe de la Oficina Asesora Jurídica, mediante Acta sin número del 10 de diciembre de 2012, se evidenciaron circunstancias relevantes de tipo jurídico que confirman la necesidad de la suspensión de términos, ante circunstancias represamiento de las actividades jurídicas e insuficiencia de personal para el cabal cumplimiento de las mismas.

Que dicha medida requiere precisión y alcance a fin de garantizar la inspección y vigilancia, y de la fijación de planes de acción por parte de las diferentes dependencias de la Superintendencia Nacional de Salud, para determinar el origen de los hallazgos y proponer mecanismos de solución, que permitan levantar la medida, asegurando la debida prestación del servicio público y garantizando la eficiencia y eficacia de la función pública.

Que de conformidad con los artículos 48 y 49 de la Constitución Política, la Seguridad Social en su componente de atención de la salud es un servicio público de carácter obligatorio, que se prestará bajo la dirección, coordinación y control del Estado, en sujeción a los principios de eficiencia, universalidad y solidaridad.

Que en atención a lo dispuesto en la Ley 100 de 1993, la Ley 715 de 2001, la Ley 1122 de 2007, y la Ley 1438 de 2011, la Superintendencia Nacional de Salud ejercerá las funcio-

nes misionales de inspección y vigilancia, mediante las atribuciones que no serán afectadas por la suspensión ordenada, de conformidad con el alcance precisado en el artículo 35 de la Ley 1122 de 2007, que señaló:

“A. Inspección: es el conjunto de actividades y acciones encaminadas al seguimiento, monitoreo y evaluación del Sistema General de Seguridad Social en Salud y que sirven para solicitar, confirmar y analizar de manera puntual la información que se requiera sobre la situación de los servicios de salud y sus recursos, sobre la situación jurídica, financiera, técnica-científica, administrativa y económica de las entidades sometidas a vigilancia de la Superintendencia Nacional de Salud dentro del ámbito de su competencia.

“Son funciones de inspección entre otras las visitas, la revisión de documentos, el seguimiento de peticiones de interés general o particular y la práctica de investigaciones administrativas.

“B. Vigilancia: La vigilancia, consiste en la atribución de la Superintendencia Nacional de Salud para advertir, prevenir, orientar, asistir y propender porque las entidades encargadas del financiamiento, aseguramiento, prestación del servicio de salud, atención al usuario, participación social y demás sujetos de vigilancia de la Superintendencia Nacional de Salud, cumplan con las normas que regulan el Sistema General de Seguridad Social en Salud para el desarrollo de este”.

Que conforme a la definición de la función de Control, de que trata la norma citada ut supra, esto es, “la atribución de la Superintendencia Nacional de Salud para ordenar los correctivos tendientes a la superación de la situación crítica o irregular (jurídica, financiera, económica, técnica, científico-administrativa) de cualquiera de sus vigilados y sancionar las actuaciones que se aparten del ordenamiento legal bien sea por acción o por omisión”, será la función a la cual cobijará la medida.

Que la medida tampoco cobijará la función jurisdiccional por su carácter autónomo, la cual continuará garantizando el servicio y preservando los términos de ley.

Que la suspensión de términos no implica el cierre de la Entidad, sino por el contrario permitirá el trámite interno de los procesos en cada una de las dependencias de esta Superintendencia.

Que cada una de las Dependencias de la Superintendencia Nacional de Salud, deberán presentar un informe sobre el estado actual de los procesos y actuaciones, junto con las acciones a corto, mediano y largo plazo, que será puesto en conocimiento del Comité Directivo.

Que en mérito de lo expuesto, este Despacho,

RESUELVE:

Artículo 1°. Modificar el artículo 1° de la Resolución número 003929 de 10 de diciembre de 2012, el cual quedará así:

“Artículo 1°. Suspender términos a partir del once (11) de diciembre de 2012 hasta el treinta y uno (31) de enero de 2013, en el ejercicio de la función de Control, la cual no afectará las funciones de Inspección y Vigilancia, conforme a la parte motiva del presente acto administrativo.

“Parágrafo. Se garantizará el Derecho Constitucional fundamental de petición y se implementarán acciones para responder de fondo y dentro del término legal los que se encuentren pendientes de dicho trámite”.

Artículo 2°. Modificar el artículo 2° de la Resolución número 003929 de 10 de diciembre de 2012, la cual quedará así:

“Artículo 2°. La atención al público en las sedes de la entidad continuará prestándose normalmente y no será objeto de suspensión. La medida no cobijará la función jurisdiccional por su carácter autónomo, la cual continuará garantizando el servicio y preservando los términos de ley. Las dependencias de la Superintendencia Nacional de Salud, deberán presentar un informe sobre el estado actual de los procesos y actuaciones, junto con las acciones a corto, mediano y largo plazo, que será puesto en conocimiento del Comité Directivo.

Artículo 3°. Publíquese en el *Diario Oficial* y en la página institucional de la Superintendencia Nacional de Salud www.supersalud.gov.co.

Artículo 5°. La presente resolución rige a partir de la fecha de su expedición.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 17 de diciembre de 2012.

El Superintendente Nacional de Salud,

Gustavo Enrique Morales Cobo.

(C. F.)

UNIDADES ADMINISTRATIVAS ESPECIALES

Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 1-11-000-201-020 DE 2012

(diciembre 13)

por medio de la cual se realiza un cambio de horario en la División de Gestión de Asistencia al Cliente, Punto de Contacto de La Alpujarra, de la Dirección Seccional de Impuestos de Medellín.

El Director Seccional de Impuestos de Medellín (A), en uso de sus facultades legales y en especial las conferidas por el artículo 39 del Decreto número 4048 de 2008 y numeral 11 del artículo 11 de la Resolución número 0014 de noviembre 4 de 2008 y Resolución número 9146 del 28 de noviembre de 2012,

CONSIDERANDO:

1. Que el artículo 11 numeral 11 de la Resolución número 14 del 4 de noviembre de 2008 determina:

“Artículo 11. Delegar en los Directores Seccionales y Directores Seccionales Delegados las siguientes funciones:

(...)

II. Establecer el horario de trabajo en su respectiva Dirección Seccional, de conformidad con las necesidades del servicio, garantizando el mínimo de tiempo laboral vigente y el horario de atención al público”.

2. Que de acuerdo al Decreto número 4048 del 22 de octubre de 2008 y a la Resolución número 11 artículos 104 y 105 del 4 de noviembre de 2008, se crearon los Puntos de Contacto Sede Campesre, Sede Antigua Aduana y Alpujarra, en la División de Gestión de Asistencia al Cliente de la Dirección Seccional de Impuestos de Medellín.

3. Que de acuerdo a la Resolución número 1-11-000-201-013 del 10 de agosto de 2012, la jornada laboral en la División de Gestión de Asistencia al Cliente en la Dirección Seccional de Impuestos de Medellín, Punto de Contacto de La Alpujarra, desde las 7:00 a. m. a las 7:00 p. m., y la atención al público es desde las 07:15 a. m. a las 6.45 p. m.

4. Que actualmente se hace necesario modificar los horarios existentes en la jornada laboral para garantizar la atención oportuna del gran flujo de contribuyentes, en el Punto de Contacto de La Alpujarra, de la Dirección Seccional de Impuestos de Medellín.

Con fundamento en lo anteriormente expuesto el Director Seccional de Impuestos de Medellín,

RESUELVE:

Artículo 1°. Establecer a partir del día 17 de diciembre de 2012, la jornada laboral de las 7:30 a. m. a las 4:30 p. m., jornada continua, con 45 minutos disponibles para almorzar, a todos los funcionarios de la División de Gestión de Asistencia al Cliente, Punto de Contacto de La Alpujarra, de la Dirección Seccional de Impuestos de Medellín.

Artículo 2°. Se autoriza el ingreso al público a las 7:45 a. m. hasta las 3:45 p. m.

Artículo 3°. Publíquese en un **Diario Oficial**.

Artículo 5°. La presente resolución rige a partir de su publicación.

Comuníquese y cúmplase.

Dada en Medellín, a 13 de diciembre de 2012.

El Director Seccional de Impuestos de Medellín (A),

Germán de Jesús Cruz Serna.
(C. F.)

CIRCULARES

CIRCULAR NÚMERO 1275700001479 DE 2012

(diciembre 16)

Para: Funcionarios de la DIAN, Importadores y demás usuarios del Comercio Exterior

De: Director de Gestión de Aduanas

Asunto: Gravámenes *ad valorem* aplicables a productos agropecuarios de referencia, sus sustitutos, productos agroindustriales o subproductos.

En cumplimiento de las disposiciones del Sistema Andino de las Franjas de Precios Agropecuarios (SAFP), según las Decisiones de la Comisión del Acuerdo de Cartagena, las Resoluciones emanadas de la Junta de la Comunidad Andina y demás normatividad vigente, me permito informarles los Aranceles Totales para los productos marcadores, sus sustitutos, productos agroindustriales o subproductos señalados en dichas normas.

Los valores señalados corresponden al arancel total aplicable a las importaciones procedentes de terceros países, acorde con el Decreto número 547 del 31 de marzo de 1995 y sus modificaciones, por tanto no considera las preferencias arancelarias concedidas en virtud de acuerdos comerciales suscritos por Colombia.

Vigencia:	24. Fecha desde	25. Fecha hasta
	2 0 ^h 1 2, 1 ^h 2, 1 ^h 6	2 0 ^h 1 2, 1 ^h 2, 3 ^h 1

Colombia, un compromiso que no podemos evadir.

Firma funcionario autorizado

984. Nombre	GAVIDIA VASQUEZ CLAUDIA MARIA	992. Área	<input type="checkbox"/> Dirección General
985. Cargo	DIRECTOR DE ADUANAS	990. Lugar adm.ivo.	<input type="checkbox"/> Nivel Central
989. Dependencia	<input type="checkbox"/> Dirección de Gestión de Aduanas	991. Organización	<input type="checkbox"/> U.A.E. DIRECCION DE IMPUESTOS Y ADUANAS NACIONALES

997. Fecha expedición: Año Mes Día Hora Min Seg

DIAN		Circular de Aranceles Totales del Sistema Andino de Franjas de Precios (SAFP)		1275			
Espacio reservado para la DIAN		4. Número de formulario		Página 1 de 4 Hoja No. 2			
Arancel total del SAFF-AV aplicable a terceros países							
Item	26. Cód. Franja	27. Nombre de la franja	28. Código de nomenclatura	29. Arancel Total SAFF (%)	30. Marcador	31. No. arancel SAFF	32. Notas del SAFF
1	1	FRANJA DE LA CARNE DE CERDO	0203299000	20	X		
2			0203110000	20			
3			0203120000	20			
4			0203191000	20			
5			0203192000	20			
6			0203193000	20			
7			0203199000	20			
8			0203210000	20			
9			0203220000	20			
10			0203291000	20			
11			0203292000	20			
12			0203293000	20			
13			0210120000	20			
14			0210190000	20			
15			1601000000	20			
16			1602410000	20			
17			1602420000	20			
18	2	FRANJA DE LOS TROZOS DE POLLO	0207143000	72	X		
19			0207110000	72			
20			0207120000	72			
21			0207130000	72			
22			0207260000	72			
23			0207270000	72			
24			0207430000	72			
25			0207440000	72			
26			0207450000	72			
27			0207530000	72			
28			0207540000	72			
29			0207550000	72			
30			1602311000	70			
31			1602321000	70			
32			1602391000	70			
33	3	FRANJA DE LA LECHE ENTERA	0402219000	41	X	X	1
34			0401100000	41			
35			0401200000	41			
36			0401400000	41			
37			0401500000	41			
38			0402101000	41	X	X	1
39			0402109000	41	X	X	1
40			0402211000	41	X	X	1
41			0402219100	41	X	X	1
42			0402219900	41	X	X	1
43			0402291100	41	X	X	1
44			0402291900	41	X	X	1
45			0402299100	41	X	X	1
46			0402299900	41	X	X	1
47			0402911000	41	X	X	1
48			0402919000	41	X	X	1
49			0402999000	41	X	X	1

DIAN		Circular de Aranceles Totales del Sistema Andino de Franjas de Precios (SAFP)		1275			
Espacio reservado para la DIAN		4. Número de formulario		Página 2 de 4 Hoja No. 2			
Arancel total del SAFF-AV aplicable a terceros países							
Item	26. Cód. Franja	27. Nombre de la franja	28. Código de nomenclatura	29. Arancel Total SAFF (%)	30. Marcador	31. No. arancel SAFF	32. Notas del SAFF
1			0404109000	41			
2			0404900000	41	X	X	2
3			0405100000	41			
4			0405200000	41			
5			0405902000	41			
6			0405909000	41			
7			0406300000	41			
8			0406904000	41			
9			0406905000	41			
10			0406906000	41			
11			0406908000	41			
12	4	FRANJA DEL TRIGO	1001190000	0	X		
13			1001991010	0			
14			1001991090	0			
15			1001992000	0			
16			1101000000	0			
17			1103110000	0			
18			1108110000	0			
19			1902190000	5			
20	5	FRANJA DE LA CEBADA	1003900010	15	X		
21			1003900090	15			
22			1107100000	15			
23			1107200000	15			
24	6	FRANJA DEL MAIZ AMARILLO	1005901100	0	X		
25			0207240000	5			
26			0207250000	5			
27			0207410000	5			
28			0207420000	5			
29			0207510000	5			
30			0207520000	5			
31			0207600000	5			
32			1005903000	0			
33			1005904000	0			
34			1005909000	0			
35			1007900000	0			
36			1108120000	5			
37			1108190000	5			
38			1702302000	5			
39			1702308000	5			
40			1702401000	5			
41			1702402000	5			
42			2302100000	0			
43			2302300000	0			
44			2302400000	0			
45			2308009000	0			
46			2309109000	5			
47			2309801000	0			
48			2309909000	0			
49			3505100000	5			

consumidor final, incluyendo su conexión y medición. También se aplicará esta ley a las actividades complementarias de comercialización desde la producción y transporte de gas por un gasoducto principal, o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en donde se conecte a una red secundaria”.

Según lo dispuesto por el artículo 28 de la Ley 142 de 1994, la construcción y operación de redes para el transporte de gas, así como el señalamiento de las tarifas por su uso, se regirán exclusivamente por esta ley.

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.

Mediante la Resolución CREG 126 de 2010 la Comisión de Regulación de Energía y Gas estableció los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y dictó otras disposiciones en materia de transporte de gas natural.

La Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., TGI S.A. E.S.P. (en adelante TGI), de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 126 de 2010 (en adelante la *metodología*), mediante comunicación con Radicación CREG número E-2010-009151, formuló una solicitud para la aprobación de los cargos de transporte de los gasoductos de su propiedad.

Mediante la Resolución CREG 110 de 2011 se resolvió dicha solicitud y se establecieron los cargos regulados para el sistema de transporte de TGI, de acuerdo con los criterios previstos en la *metodología*.

II. Recursos interpuestos

Dentro del término establecido legalmente para ello, y de acuerdo con el artículo 113 de la Ley 142 de 1994, las siguientes empresas interpusieron recursos de reposición contra la Resolución CREG 110 de 2011:

Empresa Radicación CREG

Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	E-2011-009394
Efigás S.A. E.S.P.	E-2011-009870
Gases de Occidente S.A. E.S.P.	E-2011-008955
TGI	E-2011-008895 y E-2011-008898

A continuación se transcriben las peticiones de las recurrentes. En el análisis de las peticiones, realizado en la Sección IV de esta resolución, se transcriben los argumentos presentados por cada recurrente para fundamentar sus peticiones.

A. Recurso de Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.

Las siguientes son las peticiones de la empresa, presentadas a través de su apoderada:

“**Primera.** Solicitamos se mantenga el cargo estampilla principal para no afectar a los usuarios ya conectados al sistema que, de por sí, deberán enfrentar otros incrementos en los cargos de transporte (asociados con disminuciones proyectadas en los niveles de demanda en todos los tramos y las mayores inversiones en capacidad) y posibles aumentos en los precios de suministro por las limitaciones prevalentes del mercado en la oferta de gas en firme.

Segunda. Se solicita a la CREG revisar la totalidad de las demandas de capacidad y volumen de gas asociadas con el sector termoelectrico y, de no efectuar ajustes, justificar debidamente los supuestos de contratación para las diferentes plantas del interior del país.

Tercera. Solicitamos una revisión de la proyección de la demanda de capacidad que considere un estudio de mercado que analice, particularmente, el comportamiento de la demanda del distribuidor comercializador y de los usuarios no regulados del tramo. Igualmente, que se incorporen las demandas contratadas no contempladas en la proyección aprobada por la Resolución número 110 de 2011.

Cuarta. Eliminar las inversiones reconocidas, en proyectos de inversión de aumento de capacidad en aquellos tramos en los que existe excedente de capacidad (capacidad actual/capacidad contratada), y no se evidencian aumentos o peor aún, se observa reducción de la demanda esperada.

Quinta. Con base en las anteriores pretensiones solicitamos se ajusten los cargos de transporte aprobados a TGI en la Resolución CREG 110 de 2011.

Subsidiarias

1. Si la CREG resuelve eliminar la estampilla principal en los cargos, solicitamos que se muestren los estudios de beneficio/costo que soportan la decisión mostrando los impactos que sobre la demanda de gas, la productividad económica y el bienestar de los consumidores tiene la eliminación del cargo estampilla principal para el agregado del sistema”.

B. Recurso de Efigás S.A. E.S.P.

Las siguientes son las peticiones presentadas por Efigás S.A. E.S.P. a través de su representante legal:

“

1. Reconsiderar las proyecciones de demanda, incorporando dentro de las mismas el consumo termoelectrico histórico tanto de capacidad como de volumen o, por lo menos, aquel consumo que la CREG considere es factible con las reformas tanto de política adoptadas en el Decreto número 2100 de 2011 como en la Resolución número 118 de 2011 y en la reforma definitiva al esquema de comercialización de gas que propone la regulación.

2. Reconsiderar la demanda de capacidad de los distribuidores-comercializadores y de la industria.

3. Restablecer el cargo Estampilla Principal.

4. Eliminar de la Estampilla a Ramales las inversiones del Gasoducto La Belleza-Sucre oriental”.

C. Recurso de Gases de Occidente S.A. E.S.P.

Las siguientes son las peticiones de Gases de Occidente S.A. E.S.P., presentadas a través de su representante legal principal judicial:

“... se solicita a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), lo siguiente:

1. Mantener o ampliar el porcentaje de estampilla principal”.

D. Recurso de TGI

Las siguientes son las peticiones de la empresa a través de su apoderado:

“Comedidamente solicito que la CREG revise los cargos establecidos para el Sistema de Transporte de la Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., T.G.I.S.A.E.S.P. en los aspectos siguientes:

1. No se acote el valor de los activos y derechos contractuales que fueron de Ecogás y que TGI adquirió en operación que se perfeccionó en marzo de 2007.

2. Se reconozcan plenamente los costos de las inversiones en compresoras, loops y variantes.

3. Se reconozcan plenamente los costos de las inversiones efectivamente realizadas durante el periodo tarifario anterior. En caso de que la Comisión persista en considerar dichas inversiones como parte de los gastos de AOM, respetuosamente solicitamos que en concordancia con la metodología de remuneración estas sean trasladadas a la variable gastos históricos y se incluyan en el cálculo de los cargos por AOM.

4. No se excluyan ni se acoten los proyectos solicitados en el Plan de Nuevas Inversiones, (PNI).

5. Se aclare que la planta de deshidratación no está incluida en la inversión base para el cálculo de los cargos por transporte de TGI y que, consecuentemente, no se descuenta monto alguno por este concepto de la inversión existente.

6. Se incorporen en los cargos los costos de operación y mantenimiento de compresión que fueron propuestos por TGI en su solicitud tarifaria.

7. Se descuenta de la demanda, lo correspondiente a los proyectos que se van a adelantar de acuerdo con lo establecido en el artículo 25, parágrafo 2°, de la Resolución CREG 126 de 2010. En este momento TGI está iniciando un proyecto de este tipo en el Gasoducto de la Sabana, cuya viabilidad requiere el descuento de la demanda del Gasoducto de La Sabana, en cada año del horizonte de proyección, de una demanda de capacidad de 3.800 kpcd y una demanda de volumen de 1.333.000 kpc. De no darse esta reducción en las demandas de capacidad y volumen no será posible acometer el proyecto en mención limitando la oferta de gas natural, sin mayores tarifas, a un importante segmento industrial aledaño a Bogotá.

8. Se acepten las correcciones a los errores de suministro de información por parte de TGI en el proceso de solicitud tarifaria.

9. Se corrijan las diferencias en los cargos presentadas en el Anexo 12.

10. TGI reafirma la totalidad de los argumentos presentados durante el proceso de solicitud tarifaria y, por tanto, solicita se acepten las anteriores peticiones, así como las que no hayan sido incluídas en el presente escrito pero que reposan en el expediente respectivo”.

III. Pruebas

A continuación se transcriben las solicitudes de pruebas hechas por de las recurrentes en los recursos de reposición y se hace un recuento de los análisis adelantados por la CREG frente a las mismas.

A. Pruebas solicitadas por Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.

La apoderada de Alcanos de Colombia S.A. E.S.P. solicitó las siguientes pruebas:

“Solicito se tengan como pruebas los documentos, normas citadas y aludidas en este documento, además de los siguientes documentos, los cuales cité a lo largo de esta petición y que relaciono de acuerdo a su enumeración así:

1. Comunicación de fecha 24 de mayo de 2011, Radicado 081861 dirigida a TGI, en la cual se solicita Capacidades Adicional en el Tramo Mariquita-Gualanday- punto de salida Ballena.

2. Comunicación de fecha 9 de julio de 2011, suscrita por Yamile Rico, Directora de Comercialización de Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.

3. Comunicación de fecha 28 de junio de 2011, suscrita por Sonia Rocío Sanabria, con Rad. 02511.

4. Comunicación de fecha 5 de julio de 2011, Radicado número 082903 dirigida a TGI, en la cual se solicita Capacidades Adicional en el Tramo Mariquita-Gualanday- desde el año 2012 hasta diciembre de 2020, desde Cusiana.

5. Comunicación fechada Carta Respuesta TGI – Radicado número 022511, suscrita por Sonia Rocío Sanabria, con Radicado 022745”.

Al Expediente 2010-0088 se incorporaron las copias de las comunicaciones que Alcanos de Colombia S.A. E.S.P. relaciona en el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución CREG 110 de 2011.

B. Pruebas solicitadas por TGI

En el acápite identificado como “III Pruebas”, del recurso de reposición interpuesto por TGI, se solicitaron las siguientes pruebas:

“Comedidamente solicito a la CREG que decrete la práctica de las siguientes pruebas:

1. Exhibición del estudio o estudios que utilizó la CREG al fijar los cargos para el Sistema de Transporte que era de Ecopetrol al expedirse la Resolución CREG 057 de 1996.

2. Designación de un Perito que determine la eficiencia de las inversiones reportadas por TGI para el Gasoducto Mariquita-Cali.

3. Designación de un Perito que determine la eficiencia de las inversiones reportadas por TGI en el proceso de solicitud tarifaria, teniendo en cuenta las prácticas de contratación de TGI, las condiciones reales de ejecución de los proyectos, las condiciones reales del mercado, entre otros.

4. Designación de un Perito que verifique la existencia de las inversiones ejecutadas en el periodo tarifario anterior, reportadas por TGI, y que fueron desconocidas por la CREG argumentando falta de soporte.

5. Téngase como pruebas los documentos relacionados en el acápite de anexos”.

Esta solicitud se resolvió mediante auto proferido por la Dirección Ejecutiva el 7 de diciembre de 2011, el cual dispuso:

Primero. Rechazar la prueba documental solicitada por TGI respecto del estudio o estudios que utilizó la CREG al fijar los cargos para el sistema de transporte que era de Ecopetrol al expedirse la Resolución CREG 057 de 1996, por las razones expuestas en la parte motiva.

Segundo. Rechazar la prueba pericial solicitada por TGI para que se determine la eficiencia de las inversiones reportadas por TGI para el Gasoducto Mariquita-Cali, por las razones expuestas en la parte motiva.

Tercero. Poner en consideración de la Comisión en Pleno el decreto y práctica de una prueba pericial para determinar el valor eficiente de las inversiones reportadas por TGI en la variable IFPNI-1, de conformidad con el inciso 3° del literal b) del artículo 5° de la Resolución CREG 126 de 2010.

Cuarto. Rechazar la prueba pericial solicitada por TGI para la verificación de la existencia de las inversiones del período tarifario anterior, reportadas por TGI, y que no fueron aprobadas en la Resolución CREG 110 de 2011, por las razones expuestas en la parte motiva.

Quinto. Ordenar a TGI que en un término máximo de diez (10) días hábiles remita a la CREG, en medio magnético, los documentos que demuestren que las inversiones del PNI-1 y del IFPNI-1 objeto del recurso efectivamente fueron ejecutadas, esto es, que están instaladas y disponibles para la operación al momento de presentar la solicitud de aprobación de cargos de transporte de gas natural. Para el efecto se admitirán actas de recibo de obra o documentos similares.

Los documentos que aporte TGI para el efecto deberán ser enviados de manera ordenada, relacionándoles de tal forma que se evidencie el objeto de prueba de cada uno de ellos. TGI deberá presentar a la CREG una tabla o cuadro resumen en que indique cada una de las inversiones objeto del recurso y su respectivo soporte, desagregadas por tramo o grupo de gasoductos, y según corresponda a PNI-1 y del IFPNI-1. Cada soporte deberá estar debidamente numerado y relacionado con la tabla o cuadro resumen.

Sexto. Incorpórense al expediente los documentos aportados por TGI como anexos en el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución CREG 110 de 2011, radicado bajo los números E-2011-008892, E-2011-008893, E-2011-008894, E-2011-008895 y E-2011-008898, y ténganse como prueba.

Asimismo, incorpórense al expediente aquellos documentos que sean allegados por TGI con ocasión de solicitudes que la CREG haga dentro del marco del recurso interpuesto, así como la información solicitada a otras empresas transportadoras que sea útil para la evaluación de las inversiones de TGI, objeto del presente recurso.

Séptimo. Contra los artículos 1°, 2° y 4° del presente auto procede el recurso de reposición, el cual podrá interponerse ante la Dirección Ejecutiva de la CREG dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de su notificación”.

Contra las pruebas rechazadas mediante el auto trascrito, y de conformidad con el artículo 7° del mismo, TGI interpuso recurso de reposición, el cual será resuelto en la presente resolución de acuerdo con las siguientes consideraciones:

B.1 Recurso de reposición interpuesto contra el auto proferido el 7 de diciembre de 2011

Mediante comunicación radicada el 16 de diciembre de 2011 bajo el número E-2011-012131, TGI interpuso recurso de reposición contra los artículos 1°, 2° y 4° del auto proferido el 7 de diciembre de 2011. Al respecto manifestó lo siguiente:

“I. Artículos 1° y 2°

(...)

Este rechazo no es pertinente porque mediante un mero auto expedido por el Director Ejecutivo, se prejuzga sobre una de las principales pretensiones (sic) del Recurso de Reposición, cuya decisión corresponde a la Comisión como cuerpo colegiado. En efecto: TGI solicitó en dicho Recurso que se modifique el tratamiento a los activos que fueron originalmente propiedad de Ecopetrol y luego de Ecogás; esta solicitud tiene sustento, entre otros, en el Documento CREG D-100 de 2010, base de la Resolución CREG 126 de 2010 en la que se dijo: “...no es pertinente que al definir los parámetros que en forma general deberá aplicar la Comisión ...aborde también la definición de casos especiales ...se considera que las particularidades ...de las empresas pueden ser presentadas en las solicitudes de aprobación de cargos, para que sean resueltas por la Comisión en las respectivas actuaciones particulares”.

Contra la decisión de la Resolución CREG 110 de 2011 que determinó mantener la situación de esos activos la CREG en pleno tendrá que pronunciarse y al modificar lo inicialmente resuelto; para justificar los cargos habrá de tener una valoración sin el acotamiento legal al aplicarlo a TGI.

Pero la oportunidad procesal habrá pasado para pedir que se revele cómo estableció que tales valores acotados o, como lo expresó Documento Conpes 3244 ‘hundidos’; por tal razón para la CREG en pleno será indispensable como concluyó la Resolución CREG 110 de 2011 que así acotados eran, al mismo tiempo, eficientes como con ligereza lo afirma en el Documento CREG-085, base de la resolución recurrida: ‘Esto implicó que la valoración se ajustó a los criterios tarifario de que trata la Ley (142 de 1994) y se realizó acorde con la información disponible en su momento por la Comisión. Como se indicó, los valores considerados para efectos tarifarios están dentro de los costos unitarios eficientes de gasoductos construidos en el país. Por todo lo dicho, mal puede hablarse del reconocimiento de costos eficientes, o como lo llama el solicitante (TGI) ‘costos hundidos’’. (Se ha resaltado).

Igualmente tendrá que disponer de un peritazgo que determine cuál es el costo eficiente de unos de los principales activos de TGI, el Gasoducto Mariquita-Cali, sobre el cual, el mismo Documento CREG 085 de 2011 afirma que la diferencia entre el valor tarifario indexado a precios de 1999 fue de US\$117,4 millones, frente al reportado por Ecogás (US\$393,6 millones), una subvaloración de US\$276,2 millones; en palabras del Documento CREG 085 de 2011 “las mayores desviaciones se presentan en los gasoductos de los BOMTS de Ballena-Barranca y Mariquita-Cali” y agrega “...la valoración normativa ... utilizada en

la anterior revisión tarifaria, resultó ser bastante menor con respecto al valor final de los activos, asumiendo que el valor final está dentro de costos aceptables para este tipo de gasoductos” (se ha subrayado): la frase resaltada justifica la necesidad de que un perito valor ese gasoducto para despejar la duda sobre si tiene o no costos aceptables.

Se deniega a TGI el acceso a la Justicia y se viola su derecho constitucional al debido proceso al impedirle a la CREG en pleno conocer los efectos económicos del ‘hundimiento’ y su cuantía, sobre los cuales tendrá que pronunciarse al momento de resolver el Recurso de Reposición.

Además, mantener sin información sobre cómo el Regulador define valores de activos de una empresa, es incompatible con la transparencia que los Organismos de Control exigen tanto para el desempeño de las funciones de los servidores públicos, como para los administradores de empresas con participación del Estado.

II. Artículo 4°

(...)

Tan rotunda afirmación contrasta con lo dispuesto en la Resolución CREG 126 de 2010, cuyo artículo 5°, prevé ‘auditores’ que verifiquen el inventario de activos en operación, tanto para las inversiones programadas en la tarifa aprobada en la última revisión como para las no programadas.

(...)

Atendiendo al principio de dar prevalencia a lo sustancial sobre la forma, se solicita que la CREG haga uso de esa atribución y designe una persona con las calidades necesarias para realizar una auditoría que puede tomarse como un ‘peritazgo’. De esta manera la CREG en pleno tendrá elementos de juicio más completos sobre la inversión ejecutada de activos que están en operación, varios de los cuales fueron excluidos o tratados incorrectamente en la Resolución CREG 110 de 2011, argumentando falta de evidencia de su ejecución o calificándolos erradamente como gastos de AOM, entre otros.

Los soportes que un perito con experiencia en asuntos contables y de inventariado de activos puede aportar trascienden aquellos puramente documentales, a los cuales se ha circunscrito equivocadamente el análisis de la CREG. Dicho perito puede contribuir, por ejemplo, con fundamentos relacionados con la calificación de erogaciones como inversión o como gastos de AOM”.

a) De la reposición contra los artículos 1° y 4° del auto proferido el 7 de diciembre de 2011

Como primer punto es importante señalar que el rechazo de las pruebas aquí recurridas en manera alguna lleva implícita una extralimitación del Director Ejecutivo. Mal puede hablarse de “prejuzgar” cuando el auto refleja el resultado de un análisis de pertinencia, de acuerdo con los principios establecidos en materia probatoria por el Código de Procedimiento Civil.

En efecto, en el artículo 178 del mencionado Código se establece de forma clara que “Las pruebas deben ceñirse al asunto materia del proceso y el juez rechazará in limine las legalmente prohibidas o ineficaces, las que versen sobre hechos notoriamente impertinentes y las manifestaciones superfluas”. Sobre la pertinencia de la prueba existe abundante jurisprudencia, la cual ha delimitado su alcance, a la vez que ha reconocido la autonomía del juez¹ para evaluar la conducencia, pertinencia, utilidad, eficacia y legalidad de las pruebas.

Así, frente al principio de pertinencia el honorable Consejo de Estado ha establecido que:

“el análisis sobre la pertinencia de la prueba se refiere a que la misma guarde relación con el objeto del proceso, como lo establece el artículo 178 del C.P.C. A renglón seguido, la norma señala que se rechazarán las pruebas legalmente prohibidas o ineficaces, las que versen sobre hechos notoriamente impertinentes y las manifestaciones superfluas”². (Se subraya).

También ha dicho que:

“La pertinencia se refiere a la relación de la prueba con lo debatido”³.

Y en el mismo sentido que:

“La pertinencia, tiene que ver con que dicha prueba no solo sea permitida por la ley, (...) sino que la misma tenga una relación directa con lo que es objeto de debate. Lo anterior significa, que para efectos de determinar la pertinencia, el Juez debe estudiar si verdaderamente existe una relación directa entre la prueba y el hecho objeto de debate, para luego de ello rechazar aquellos medios probatorios que no resultan idóneos frente al problema jurídico a resolver”⁴. (Se subraya).

Asimismo, la honorable Corte Constitucional ha dicho lo siguiente:

“(...) concierne al ámbito de competencia exclusiva de la respectiva autoridad judicial, la determinación acerca de la validez, aptitud, pertinencia y conducencia de las pruebas a partir de las cuales formará su convencimiento y sustentará la decisión final del litigio. (...) En consecuencia, la negativa a ordenar la práctica de determinadas pruebas ‘sólo puede obedecer a la circunstancia de que ellas no conduzcan a establecer la verdad sobre los hechos materia del proceso o que estén legalmente prohibidas o sean ineficaces o versen sobre hechos notoriamente impertinentes, o se las considere manifestamente superfluas”⁵. (Subrayas propias).

Pues bien, la CREG considera que el Director Ejecutivo actuó en derecho al cootear la prueba solicitada con la materia del proceso, cual es la de aprobar los cargos regulados para el sistema de transporte de gas de propiedad de TGI, de acuerdo con lo establecido en la metodología.

¹ Vale la pena citar el artículo 109 de la Ley 142 de 1994, en cuanto establece que “Al practicar pruebas, las funciones que corresponderían al juez en un proceso civil las cumplirá la autoridad (...)”.

² Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Primera. C. P. Martha Sofía Sanz Tobón. Radicado 25000-23-24-000-2003-90943-01. Provisión del 26 de abril de 2007.

³ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera. C. P. María Elena Giraldo Gómez. Radicado 52001-23-31-000-2002-00057-02 (AP). Sentencia del 26 de enero de 2006.

⁴ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Segunda. C. P. Gustavo Eduardo Gómez Aranguren. Radicado 25000-23-25-000-2007-01109-02 (1732-10). Sentencia del 17 de enero de 2011.

⁵ Corte Constitucional. Sentencia T-452 de 1998. M. P. Hernando Herrera Vergara.

Es claro que la mencionada Resolución no admite que los activos cuya eficiencia ya fue evaluada por parte de la CREG vuelvan a ser valorados. En efecto, el artículo 5° de la Resolución CREG 126 de 2010 define la variable IE_{t-1} como el “Valor de la Inversión Existente para el Período Tarifario $t-1$, expresado en dólares de la Fecha Base”, y sobre la misma sólo admite que sea actualizada con el índice denominado PPI , esto es, el *Producer Price Index* definido a su turno en el artículo 2° de la misma resolución. Dicho de otra forma, la aplicación de la *metodología* no contempla la nueva valoración de activos cuya eficiencia ya fue valorada y aprobada por la CREG.

Así las cosas, debe concluirse que la valoración de “*los activos que fueron originalmente propiedad de Ecopetrol y luego de Ecogás*” no es objeto del presente proceso en la medida en que la misma fue realizada por la CREG en el período tarifario pasado, mediante las Resoluciones CREG 013 y 125 de 2003.

De la misma forma, no se puede considerar que dentro del trámite de aprobación de la *metodología*, se haya creado una expectativa por parte de la Comisión al momento de absolver los comentarios realizados a la propuesta presentada en la Resolución CREG 022 de 2009.

Lo anterior, por cuanto al resolver los comentarios presentados por los agentes a la propuesta de la Resolución CREG 022 de 2009 dentro de la expedición de la Resolución CREG 126 de 2010, estos fueron absueltos teniendo en cuenta el contexto de la *metodología*, es decir, allí se habrían de resolver aquellas inquietudes de carácter general y abstracto que se presentaran en relación con la aplicación de estas disposiciones, sin entrar a responder o precisar situaciones de carácter particular o concreto de las empresas, ya que estas consideraciones particulares debían ser absueltas al momento de resolver su solicitud tarifaria.

De la misma forma, al resolver estas inquietudes, esta Comisión al expresar que “*se considera que las particularidades... de las empresas pueden ser presentadas en las solicitudes de aprobación de cargos, para que sean resueltas por la Comisión en las respectivas actuaciones particulares*”, no puede entenderse como particularidades, circunstancias ajenas a la *metodología*.

Estas particularidades a las que se hace referencia, se deben entender dentro del contexto de la *metodología* a las condiciones propias de cada empresa, no que para la aplicación de la *metodología* se habrían de tener en cuenta circunstancias particulares de cada empresa.

Es así que el Documento D-100 de 2010, soporte de la Resolución CREG 126 de 2010, precisa que dentro de cada solicitud tarifaria, las empresas podían manifestar estas circunstancias para que las mismas fueran evaluadas por la Comisión, teniendo en cuenta lo dispuesto en la *metodología*. Por lo tanto, no puede entenderse que la Comisión estuviese creando algún tipo de expectativa legítima frente a estas particularidades, ya que estas solicitudes, habrían de ser resueltas en virtud de lo previsto en la Resolución CREG 126 de 2010, como ocurrió en el caso concreto de TGI en la Resolución número 110 de 2011, así como en la decisión que resuelve el presente recurso.

En relación con lo anterior expresa el Documento D-100 de 2010:

“Al respecto se observa que, tal y como lo plantean las mismas empresas en sus comentarios, se trata de casos específicos sobre activos particulares de propiedad de las empresas. Se considera que la atención de estos casos particulares no debe ser el objeto de la metodología general que es la contenida en la propuesta de la Resolución CREG 022 de 2009. En otras palabras no es pertinente que al definir los parámetros que en forma general deberá aplicar la Comisión para reconocer las inversiones existentes de todas las empresas que se dedican a la actividad de transporte de gas, la Comisión aborde también la definición de casos específicos de diferentes empresas. En este orden de ideas se considera que las particularidades manifestadas por las empresas referidas en sus comentarios pueden ser presentadas en las solicitudes de aprobación de cargos, para que sean resueltas por la Comisión en las respectivas actuaciones particulares”.

Dado que no existe relación alguna entre las pruebas solicitadas en los numerales 1 y 2 del Acápite III del recurso de reposición interpuesto por TGI contra la Resolución CREG 110 de 2011, y el objeto del proceso, las pruebas deben ser rechazadas por impertinentes. En tal sentido, se confirmarán los artículos 1° y 2° del auto proferido el 7 de diciembre de 2011 por el Director Ejecutivo.

De otro lado, vale la pena hacer especial mención a la siguiente afirmación contenida en el recurso de reposición interpuesto por TGI contra el auto del 7 de diciembre de 2011:

“Mantener sin información sobre cómo el Regulador define valores de activos de una empresa, es incompatible con la transparencia que los Organismos de Control exigen tanto para el desempeño de las funciones de los servidores públicos, como para los administradores de empresas con participación del Estado”.

La CREG rechaza de manera tajante y decidida toda afirmación que implique inferir que esta entidad oculta información, o que viola el principio de transparencia en cualquiera de sus actuaciones. Las actuaciones de la CREG se soportan en los principios de las actuaciones administrativas, en virtud de lo dispuesto en el artículo 128 de la Constitución Política, en concordancia con el artículo 3° del Código Contencioso Administrativo y la Ley 57 de 1985.

Ahora bien, específicamente, respecto de la solicitud de TGI para exhibir “*el estudio o estudios que utilizó la CREG al fijar los cargos para el Sistema de Transporte que era de Ecopetrol al expedirse la Resolución CREG 057 de 1996*”, procedemos a reiterar lo dicho en el auto proferido por el Director Ejecutivo el 7 de diciembre de 2011:

“La mayoría de los cargos de transporte establecidos en la Resolución CREG 057 de 1996 están basados en los resultados consignados en el documento titulado ‘Estudio de Tarifas de Transporte de Gas Natural por Troncal’, presentado a la CREG por R. De La Vega, J. M. Mejía y A. Brugman en febrero de 1995.

Sin embargo, tal y como se transcribe en la página 9 del recurso, en la página 27 del Documento CREG 014 de 2003 se lee que los valores de inversión considerados en el estudio en mención y, por tanto, en los cargos definidos en la Resolución CREG 057 de 1996, “correspondieron a obras proyectadas que actualmente pueden diferir físicamente, y consecuentemente en costos, de las previstas. De hecho, todos los gasoductos, con excepción de Morichal-Yopal, estaban en construcción o previstos para ser construidos al momento de realizarse la anterior revisión tarifaria (revisión adoptada mediante Resolución CREG-017 de 1995 y Resolución CREG-056 de 1996)”.

En tal sentido, en la aprobación de tarifas de 2003, basada en la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000, no se consideraron los valores de la Resolución CREG 057 de 1996.

De acuerdo con la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010, los valores eficientes de las inversiones determinados en la anterior aprobación de tarifas (aquella basada en la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000), son los que deben incluirse en la base para el cálculo tarifario. En efecto, el artículo 2° de la mencionada Resolución CREG 126 de 2010, en concordancia con su artículo 5°, establece la definición de Inversión Existente en los siguientes términos:

Inversión Existente: Es el valor eficiente de los activos necesarios para la prestación del servicio de transporte de gas natural que fue reconocido en la última aprobación o revisión de cargos, más el valor de las inversiones eficientes ejecutadas con posterioridad a dicha aprobación o revisión que no fueron previstas en el Programa de Nuevas Inversiones de ese Período Tarifario, actualizados a la Fecha Base.

Lo anterior indica que los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 no tienen ninguna relación con los resultados del ‘Estudio de Tarifas de Transporte de Gas Natural por Troncal’, presentado a la CREG por R. De La Vega, J. M. Mejía y A. Brugman en febrero de 1995. Por tanto, la solicitud del recurrente, en el sentido de exhibir el anterior documento, carece de pertinencia, pues los resultados del mismo no son aplicables al caso en cuestión”.

Tal y como se desprende del texto transcrito, la exhibición de los documentos mencionados se negó por impertinente, mas no porque se quiera ocultar su contenido. Se reitera que la información que reposa en la Comisión es de carácter público y su consulta está abierta a cualquier persona que así lo desee hacer. Solo está restringido el acceso a la información reservada en virtud de lo dispuesto en la Constitución y la ley⁶. Sin embargo, para efectos del trámite del presente recurso, no resulta pertinente traer dichos documentos a colación;

b) De la reposición contra el artículo 4° del auto proferido el 7 de diciembre de 2011

Al respecto debe decirse que si bien es cierto que el literal d) del artículo 5° de la *metodología* establece la posibilidad de realizar auditorías para verificar el inventario de los activos que se encuentren en operación y que sean reportados por el transportador en su solicitud tarifaria, dicha atribución es a todas luces facultativa y de manera alguna obliga a la CREG a decretar tal clase de prueba.

Se considera que, en efecto, el medio de prueba conducente son documentos que lleven al convencimiento de la existencia y operación de las inversiones reportadas por TGI en las variables PNI_{t-1} e $IFPN_{t-1}$. Tal y como lo decretó la Dirección Ejecutiva dentro del curso de la actuación administrativa, y se le solicitó en repetidas ocasiones a TGI antes de la expedición de la Resolución CREG 110 de 2011⁷, son suficientes documentos similares a las actas de recibo de obra, dejando abierta la posibilidad de que se allegue cualquier otro documento que pruebe que los activos se encuentran en operación.

Lo anterior no sólo en aplicación del principio de conducencia de la prueba, sino en desarrollo del principio de economía contenido en el artículo 2° del Código Contencioso Administrativo.

Ahora bien, no es pertinente ni conducente que un perito o “auditor” dictamine sobre la definición de gastos de AOM o inversión, según se desprende del escrito de TGI, ya que mediante esta prueba se pretende discutir el alcance de estos conceptos y su aplicación dentro de la *metodología*, lo cual no hace parte del objeto de la presente actuación administrativa.

Por lo tanto, la práctica de esta prueba pretende dar un tratamiento particular a estos reconocimientos para el caso de TGI, aportando juicios particulares y concretos, mas no generales y abstractos que deban ser valorados por la Comisión, desconociendo tanto la naturaleza probatoria del dictamen pericial, como el alcance del trabajo realizado por el auditor dentro de la *metodología*, el cual es verificar el inventario de los activos que se encuentren en operación y que sean reportados por el transportador en su solicitud tarifaria como parte de la acreditación de la inversión existente. Sobre la conducencia de la prueba ha expuesto el honorable Consejo de Estado:

“Ahora bien, en cuanto concierne a la presunta violación de los artículos 56 y 59 del C.C.A.; y 29 de la Constitución Política de Colombia, la Sala debe precisar que si bien en la vía gubernativa los administrados tienen derecho a pedir la práctica de pruebas, el hecho de no decretarlas en razón de su inconducencia en forma justificada, no constituye ninguna irregularidad capaz de infirmar la legalidad del acto cuestionado”⁸.

En tal sentido, se confirmará el artículo 4° del auto del 7 de diciembre de 2011, proferido por el Director Ejecutivo.

B.2 Decreto y práctica de dictámenes periciales. Resoluciones CREG 010 y 036 de 2012

De conformidad con el artículo 3° del auto proferido por la Dirección Ejecutiva el 7 de diciembre de 2011 y de acuerdo con el artículo 5° de la *metodología* la Comisión, mediante Resolución CREG 010 de 2012, decretó la práctica de una prueba pericial, así:

“**Artículo 1°.** Prueba pericial. Decretar la práctica de una prueba pericial con el fin de que se dictamine de manera clara y concreta sobre los siguientes aspectos:

1. A partir de su experiencia y de información relevante, nacional o internacional, identificar los factores que diferencian un empalme de infraestructura de transporte [‘loops’, compresores y variantes (‘bypass’)] sin que se suspenda el flujo de gas y aquellos en los que se suspende el flujo. Teniendo en cuenta estos factores cuantificar las diferencias en costos para cada tipo de empalme (i.e. ‘loops’, compresores y variantes).

El análisis debe incluir empalmes sin suspender el flujo de gas, realizados con ‘tapping machine’, y realizados sin ‘tapping machine’.

⁶ Entre otras la Ley 57 de 1985.

⁷ Comunicaciones CREG S-2010-005005, S-2011-000320, S-2011-000789, S-2011-001448, S-2011-001717.

⁸ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Primera, Consejero Ponente: Rafael E. Ostau de Lafont Pianeta, Bogotá, D. C., cinco (5) de agosto de dos mil diez (2010) Radicación número 11001 0324 000 2000 06252-01.

2. A partir de su experiencia y de información relevante, nacional o internacional, cuantificar las diferencias en costos entre las distintas clases de localidad ('class location') según las definiciones establecidas en normas técnicas aceptadas internacionalmente. Estos resultados se deberán presentar en porcentajes.

3. Con base en su experiencia y de información relevante, nacional o internacional, indicar cuáles son las variables diferentes del precio del acero, costo de mano de obra, longitud, diámetro, topografía, derechos de vías y clase de localidad ('class location') que más inciden en el costo total de construcción de un gasoducto de transporte.

Para las variables identificadas por el perito, cuantificar su incidencia promedio en el costo total de un gasoducto y presentar en términos porcentuales cómo varía dicha incidencia en función de cambios en esas variables.

4. Con base en su experiencia y en información relevante, nacional o internacional, para las variables listadas a continuación, el perito deberá cuantificar su incidencia promedio en el costo total de un gasoducto y presentar en términos porcentuales cómo varía dicha incidencia en función de cambios en esas variables:

- a) Tipo de suelo (e.g. arenoso, limoso, calizo, humífero, arcilloso, rocoso, etc.);
- b) Tipo de vegetación (e.g. tundra, bosque templado, selva subtropical, desierto árido, estepa seca, sabana, selva tropical, tundra alpina);
- c) Nivel freático.

5. A partir de su experiencia y de información relevante, nacional o internacional, cuantificar las economías de escala por potencia instalada en caballos (HP) que se pueden presentar en la construcción de estaciones de compresión recíprocas y alimentadas con gas natural. Esto debe incluir la construcción de estaciones de compresión desde cero HP hasta por lo menos 20.000 HP. Estos resultados se deberán presentar numéricamente, de tal manera que se puedan determinar las diferencias porcentuales en costos unitarios (USD/HP) para estaciones de diferentes tamaños.

6. A partir de su experiencia y de información relevante de gasoductos nacionales o internacionales, cuantificar las economías de escala por longitud que se pueden presentar en la construcción de gasoductos. Esto debe incluir la construcción de gasoductos desde 0,5 kilómetros hasta por lo menos 200 km. Estos resultados se deberán presentar numéricamente, de tal manera que se puedan determinar las diferencias porcentuales en costos unitarios para gasoductos de diferentes longitudes.

7. A partir de su experiencia y de información relevante de gasoductos nacionales o internacionales, cuantificar las economías de escala por diámetro que se pueden presentar en la construcción de gasoductos. Esto debe incluir la construcción de gasoductos desde 4 pulgadas hasta por lo menos 32 pulgadas. Estos resultados se deberán presentar numéricamente, de tal manera que se puedan determinar las diferencias porcentuales en costos unitarios para gasoductos de diferentes longitudes.

Artículo 2º. Designación del perito. Designese a Frank Gregory Lamberson como perito, quien deberá absolver las cuestiones identificadas con los números 1, 2, 3 y 4 del artículo 1º de la presente resolución.

Designese a Calvin Peter Oleksuk como perito, quien deberá absolver las cuestiones identificadas con el número 5 del artículo 1º de la presente resolución.

Designese a Frank Hopf como perito, quien deberá absolver las cuestiones identificadas con los números 6 y 7 del artículo 1º de la presente resolución.

Los expertos designados deberán cumplir con todos los deberes que ordena la ley.

Artículo 3º. Posesión del perito. La Dirección Ejecutiva indicará a los expertos, de manera oportuna, la fecha en que deberán tomar posesión.

Artículo 4º. Término probatorio. De conformidad con el artículo 58 del Código Contencioso Administrativo, señalar un término de veinte (20) días hábiles, siguientes a la posesión del perito, para que rinda el dictamen respectivo de acuerdo con el cuestionario establecido en el artículo 1º de la presente resolución.

Artículo 5º. Honorarios. Los honorarios del perito deberán ser sufragados por partes iguales entre la empresa solicitante y la CREG, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 109 de la Ley 142 de 1994. La Dirección Ejecutiva informará de manera oportuna a TGI S.A.E.S.P. el procedimiento que para el efecto determine.

Artículo 6º. Contradicción. De conformidad con el artículo 238 del Código de Procedimiento Civil, el dictamen pericial deberá ser puesto en conocimiento de TGI S.A. E.S.P. con el fin de que solicite las aclaraciones o complementaciones que estime pertinentes, o presente objeciones. Los trámites necesarios para la práctica y contradicción de la prueba, serán surtidos a través de la Dirección Ejecutiva de la CREG, en ejercicio de las funciones que le asigna el reglamento interno.

Artículo 7º. Recursos. Contra lo dispuesto en este acto no procede recurso algunoº.

En aplicación de lo establecido en el numeral 4 del artículo 236 del Código de Procedimiento Civil, el día 13 de marzo de 2012 TGI, a través de su apoderado, radicó la Comunicación número E-2012-002116, en la que solicitó adicionar algunas preguntas a la prueba pericial.

Dicha solicitud fue analizada por la Comisión, y fue resuelta mediante la Resolución CREG 036 de 2012, así:

Artículo 1º. Adicionar las siguientes preguntas a la prueba pericial decretada mediante la Resolución CREG 010 de 2012:

1. A partir de su experiencia y de información relevante, nacional e internacional, cuantificar cuáles son las diferencias en el costo total de construcción de un gasoducto cuando este comparte derecho de vía con otro gasoducto (loop) y/u otra(s) línea(s) de transporte de hidrocarburos, respecto a un gasoducto que no comparte derecho de vía. Se debe indicar en qué actividades se presentan ahorros al construir compartiendo el derecho de vía, cuantificándolos de forma porcentual y en qué actividades se presentan mayores costos, cuantificándolos de forma porcentual. Finalmente, se debe totalizar la comparación, indicando cuál es el mayor o menor valor porcentual del costo total al construir un gasoducto

cuando ya existen otra(s) línea(s) de transporte en el derecho de vía, respecto al costo de construcción cuando no existen dichas líneas.

2. A partir de su experiencia y de información relevante, nacional e internacional, indicar cuáles son las variables que inciden en el costo total de construcción de estaciones de compresión recíprocas y alimentadas con gas natural, e indicar el peso porcentual de cada variable sobre el total.

Artículo 2º. Designación del perito. Las preguntas establecidas en el artículo 1º de la presente resolución podrán ser respondidas por uno de los peritos designados mediante Resolución CREG 010 de 2012.

En el caso en que ninguno de ellos acepte tal designación, la Dirección Ejecutiva de la CREG deberá adelantar un concurso de méritos con el fin de hallar un experto que cuente con la idoneidad necesaria para responder la pregunta decretada.

Una vez sea cerrado el concurso de méritos, se dará cumplimiento al procedimiento establecido en el artículo 236 del Código de Procedimiento Civil, en lo que sea aplicable y al artículo 124 de la Ley 142 de 1994.

Artículo 3º. Honorarios. Los honorarios del perito deberán ser sufragados por partes iguales entre la empresa solicitante y la CREG, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 109 de la Ley 142 de 1994. La Dirección Ejecutiva informará de manera oportuna a TGI S.A.E.S.P. el procedimiento que para el efecto determine.

Artículo 4º. Recursos. Contra lo dispuesto en este acto no procede recurso algunoº.

La prueba decretada se practicó de conformidad con la ley y sobre la misma se ejerció el derecho de contradicción en el marco del debido proceso como se describe a continuación.

Para facilitar la descripción se asume la siguiente convención en la numeración de las nueve (9) preguntas de la prueba: i) preguntas 1 a 7 corresponden a aquellas establecidas en la Resolución CREG 010 de 2012; y ii) preguntas 8 y 9 corresponden a las establecidas en la Resolución CREG 036 de 2012. Con base en esta convención, y de acuerdo con lo establecido en las Resoluciones CREG 010 y 036 de 2012, en relación con la designación de los peritos, cada perito respondió las siguientes preguntas:

Perito Frank Gregory Lamberson: preguntas 2, 3 y 4.

Perito Calvin Peter Oleksuk: preguntas 5 y 9.

Perito Frank Hopf: preguntas 1, 6, 7 y 8.

A continuación se describe el desarrollo, y se analizan los principales aspectos, de la prueba pericial en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 238 del Código de Procedimiento Civil:

Dictamen a cargo del perito Calvin Peter Oleksuk

- Mediante la Comunicación E-2012-003878 del 4 de mayo de 2012 el perito Calvin Peter Oleksuk presentó el dictamen que contiene las respuestas a las preguntas 5 y 9.

- Mediante la Comunicación S-2012-002069 del 18 de mayo de 2012 el Director Ejecutivo de la Comisión trasladó a TGI el dictamen presentado por el perito Oleksuk.

- Mediante las siguientes comunicaciones el Director Ejecutivo de la CREG trasladó a recurrentes y terceros que se hicieron parte en la actuación el dictamen presentado por el perito Oleksuk:

Recurrentes y terceros interesados Comunicación

Alcanos de Colombia S.A. E.S.P. S-2012-003495 del 27 de agosto de 2012

Claudia Marcela López Tenorio S-2012-003499 del 27 de agosto de 2012

Ecopetrol S.A. S-2012-003498 del 27 de agosto de 2012

Efigás S.A. E.S.P. S-2012-003496 del 27 de agosto de 2012

Gases de Occidente S.A. E.S.P. S-2012-003497 del 27 de agosto de 2012

- Mediante las Comunicaciones E-2012-004853 y E-2012-004870 del 30 de mayo de 2012 TGI presentó comentarios al dictamen del perito Oleksuk.

- Mediante la Comunicación S-2012-002399 del 13 de junio de 2012 el Director Ejecutivo de la CREG presentó comentarios al dictamen del perito Oleksuk.

- Mediante Comunicación S-2012-002821 del 10 de julio de 2012 el Director Ejecutivo de la CREG realizó una solicitud de aclaración en cuanto al dictamen del perito Oleksuk.

- Mediante las Comunicaciones E-2012-006016 del 27 de junio de 2012 y E-2012-006403 del 11 de julio de 2012 el perito Oleksuk presentó las respuestas a los comentarios de TGI y de la CREG.

- Mediante la Comunicación S-2012-003044 del 26 de julio de 2012, y con el fin de que, si era del caso, TGI objetara el dictamen por error grave, el Director Ejecutivo de la CREG trasladó a la empresa el dictamen, y las respuestas a los comentarios de TGI y de la CREG, presentado por el perito Oleksuk.

- Mediante las siguientes comunicaciones, y con el fin de que, si era del caso, los recurrentes y terceros que se hicieron parte en la actuación objetaran el dictamen por error grave, el Director Ejecutivo de la CREG trasladó a estos el dictamen, y las respuestas a los comentarios de TGI y de la CREG, presentado por el perito Oleksuk.

Recurrentes y terceros interesados Comunicación

Alcanos de Colombia S.A. E.S.P. S-2012-003783 del 4 de septiembre de 2012

Claudia Marcela López Tenorio S-2012-003928 del 12 de septiembre de 2012

Ecopetrol S.A. S-2012-003784 del 4 de septiembre de 2012

Efigás S.A. E.S.P. S-2012-003781 del 4 de septiembre de 2012

Gases de Occidente S.A. E.S.P. S-2012-003782 del 4 de septiembre de 2012

- Mediante la Comunicación E-2012-007386 del 3 de agosto de 2012 TGI objetó parcialmente por error grave el dictamen del perito Oleksuk.

• Mediante las siguientes comunicaciones el Director Ejecutivo de la CREG trasladó, a los recurrentes y terceros que se hicieron parte en la actuación, la objeción parcial de TGI sobre el dictamen del perito Oleksuk:

Recurrentes y terceros interesados Comunicación

Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	S-2012-004018 del 21 de septiembre de 2012
Claudia Marcela López Tenorio	S-2012-004014 del 21 de septiembre de 2012
Ecopetrol S.A.	S-2012-004015 del 21 de septiembre de 2012
Efigás S.A. E.S.P.	S-2012-004016 del 21 de septiembre de 2012
Gases de Occidente S.A. E.S.P.	S-2012-004017 del 21 de septiembre de 2012

Dictamen a cargo del perito Frank Gregory Lamberson

• Mediante la Comunicación E-2012-003791 del 3 de mayo de 2012 el perito Frank Gregory Lamberson presentó el aparte del dictamen que contiene la respuesta a la pregunta 2.

• Mediante la Comunicación E-2012-003859 del 4 de mayo de 2012 el perito Frank Gregory Lamberson presentó el aparte del dictamen que contiene la respuesta a la pregunta 3.

• Mediante la Comunicación E-2012-004064 del 10 de mayo de 2012 el perito Frank Gregory Lamberson presentó el aparte del dictamen que contiene la respuesta a la pregunta 4.

• Mediante la Comunicación S-2012-002097 del 23 de mayo de 2012 el Director Ejecutivo de la Comisión trasladó a TGI el dictamen presentado por el perito Lamberson en el que respondió las preguntas 2, 3 y 4.

• Mediante las siguientes comunicaciones el Director Ejecutivo de la CREG trasladó a los recurrentes y terceros que se hicieron parte en la actuación el dictamen presentado por el perito Lamberson:

Recurrentes y terceros interesados Comunicación

Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	S-2012-003495 del 27 de agosto de 2012
Claudia Marcela López Tenorio	S-2012-003499 del 27 de agosto de 2012
Ecopetrol S.A.	S-2012-003498 del 27 de agosto de 2012
Efigás S.A. E.S.P.	S-2012-003496 del 27 de agosto de 2012
Gases de Occidente S.A. E.S.P.	S-2012-003497 del 27 de agosto de 2012

• Mediante las Comunicaciones E-2012-004942 y E-2012-004957 del 1º de junio de 2012 TGI presentó comentarios al dictamen del perito Lamberson.

• Mediante la Comunicación S-2012-002438 del 15 de junio de 2012 el Director Ejecutivo de la CREG presentó comentarios al dictamen del perito Lamberson.

• Mediante las Comunicaciones E-2012-006179 y E-2012-006192 del 4 de julio de 2012 el perito Lamberson presentó las respuestas a los comentarios de TGI y de la CREG.

• Mediante la Comunicación S-2012-002828 del 10 de julio de 2012 el Director Ejecutivo de la CREG solicitó aclaraciones al perito Lamberson sobre su dictamen.

• Mediante la Comunicación E-2012-006598 del 16 de julio de 2012 el perito Lamberson presentó las respuestas a las aclaraciones solicitadas por la CREG.

• Mediante la Comunicación S-2012-003044 del 26 de julio de 2012, y con el fin de que, si era del caso, TGI objetara el dictamen por error grave, el Director Ejecutivo de la CREG trasladó a la empresa el dictamen, y las respuestas a los comentarios de TGI y de la CREG, presentado por el perito Lamberson.

• Mediante las siguientes comunicaciones, y con el fin de que, si era del caso, los recurrentes y terceros que se hicieron parte en la actuación objetaran el dictamen por error grave, el Director Ejecutivo de la CREG trasladó a estos el dictamen, y las respuestas a los comentarios de TGI y de la CREG, presentado por el perito Lamberson.

Recurrentes y terceros interesados Comunicación

Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	S-2012-003783 del 4 de septiembre de 2012
Claudia Marcela López Tenorio	S-2012-003928 del 12 de septiembre de 2012
Ecopetrol S.A.	S-2012-003784 del 4 de septiembre de 2012
Efigás S.A. E.S.P.	S-2012-003781 del 4 de septiembre de 2012
Gases de Occidente S.A. E.S.P.	S-2012-003782 del 4 de septiembre de 2012

• Mediante la Comunicación E-2012-007386 del 3 de agosto de 2012 TGI objetó parcialmente por error grave el dictamen del perito Lamberson.

• Mediante la Comunicación S-2012-003871 del 7 de septiembre de 2012 el Director Ejecutivo de la CREG solicitó aclaraciones al perito Lamberson sobre su dictamen, las cuales se relacionan con un posible error aritmético al interior del dictamen.

• Mediante la Comunicación E-2012-008819 del 14 de septiembre de 2012 el perito Lamberson presentó las respuestas a las aclaraciones solicitadas por la CREG mediante Comunicación S-2012-003871.

• Mediante las siguientes comunicaciones el Director Ejecutivo de la CREG trasladó, a los recurrentes y terceros que se hicieron parte en la actuación, la objeción parcial de TGI sobre el dictamen del perito Lamberson:

Recurrentes y terceros interesados Comunicación

Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	S-2012-004018 del 21 de septiembre de 2012
Claudia Marcela López Tenorio	S-2012-004014 del 21 de septiembre de 2012
Ecopetrol S.A.	S-2012-004015 del 21 de septiembre de 2012
Efigás S.A. E.S.P.	S-2012-004016 del 21 de septiembre de 2012
Gases de Occidente S.A. E.S.P.	S-2012-004017 del 21 de septiembre de 2012

Dictamen a cargo del perito Frank Hopf

• Mediante la Comunicación E-2012-004139 del 11 de mayo de 2012 el perito Frank Hopf presentó el aparte del dictamen que contiene la respuesta a la pregunta 1.

• Mediante la Comunicación E-2012-004140 del 11 mayo de 2012 el perito Frank Hopf presentó el aparte del dictamen que contiene la respuesta a la pregunta 7.

• Mediante la Comunicación E-2012-004492 del 22 mayo de 2012 el perito Frank Hopf presentó el aparte del dictamen que contiene la respuesta a la pregunta 6.

• Mediante la Comunicación E-2012-004847 del 30 mayo de 2012 el perito Frank Hopf presentó el aparte del dictamen que contiene la respuesta a la pregunta 8.

• Mediante las Comunicaciones S-2012-002231 del 1º de junio de 2012 y S-2012-002311 del 8 de junio de 2012 el Director Ejecutivo de la Comisión trasladó a TGI el dictamen presentado por el perito Hopf.

• Mediante las siguientes comunicaciones el Director Ejecutivo de la CREG trasladó a los recurrentes y terceros que se hicieron parte en la actuación los dictámenes presentados por el perito Hopf:

Recurrentes y terceros interesados Comunicación

Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	S-2012-003495 del 27 de agosto de 2012
Claudia Marcela López Tenorio	S-2012-003499 del 27 de agosto de 2012
Ecopetrol S.A.	S-2012-003498 del 27 de agosto de 2012
Efigás S.A. E.S.P.	S-2012-003496 del 27 de agosto de 2012
Gases de Occidente S.A. E.S.P.	S-2012-003497 del 27 de agosto de 2012

• Mediante las Comunicaciones E-2012-005151 del 8 de junio de 2012 y E-2012-005483 del 19 de junio de 2012 TGI presentó comentarios al dictamen del perito Hopf.

• Mediante las Comunicaciones S-2012-002491 del 20 de junio de 2012 y S-2012-002666 del 3 de julio de 2012 el Director Ejecutivo de la CREG presentó comentarios al dictamen del perito Hopf.

• Mediante la Comunicación E-2012-006199 del 5 de julio de 2012 el perito Hopf presentó las respuestas a los comentarios de la CREG y de TGI a la pregunta 1.

• Mediante la Comunicación E-2012-006200 del 5 de julio de 2012 el perito Hopf presentó las respuestas a los comentarios de la CREG y de TGI a la pregunta 6.

• Mediante la Comunicación E-2012-006201 del 5 de julio de 2012 el perito Hopf presentó las respuestas a los comentarios de la CREG y de TGI a la pregunta 7.

• Mediante la Comunicación E-2012-006672 del 17 de julio de 2012 el perito Hopf presentó las respuestas a los comentarios de la CREG y de TGI a la pregunta 8.

• Mediante la Comunicación S-2012-003179 del 3 de agosto de 2012 el Director Ejecutivo de la CREG solicitó aclaraciones al perito Hopf sobre el dictamen mediante el cual respondió la pregunta 1.

• Mediante la Comunicación E-2012-007508 del 8 de agosto de 2012 el perito Hopf presentó respuesta a las aclaraciones solicitadas por la CREG mediante comunicación S-2012-003179.

• Mediante las Comunicaciones S-2012-003189 del 6 de agosto de 2012, S-2012-003401 del 21 de agosto de 2012 y S-2012-003445 del 23 de agosto de 2012, y con el fin de que, si era del caso, TGI objetara el dictamen por error grave, el Director Ejecutivo de la CREG trasladó a la empresa el dictamen, y las respuestas a los comentarios de TGI y de la CREG, presentado por el perito Hopf.

• Mediante las siguientes comunicaciones, y con el fin de que, si era del caso, los recurrentes y terceros que se hicieron parte en la actuación objetaran el dictamen por error grave, el Director Ejecutivo de la CREG trasladó a estos el dictamen, y las respuestas a los comentarios de TGI y de la CREG, presentado por el perito Hopf.

Recurrentes y terceros interesados Comunicación

Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	S-2012-003783 del 4 de septiembre de 2012
Claudia Marcela López Tenorio	S-2012-003928 del 12 de septiembre de 2012
Ecopetrol S.A.	S-2012-003784 del 4 de septiembre de 2012
Efigás S.A. E.S.P.	S-2012-003781 del 4 de septiembre de 2012
Gases de Occidente S.A. E.S.P.	S-2012-003782 del 4 de septiembre de 2012

• Mediante la Comunicación E-2012-007787 del 15 de agosto de 2012 TGI presentó comentarios y salvedades a la parte del dictamen del perito Hopf en la cual se responden las preguntas 6 y 7.

• Mediante la Comunicación E-2012-008267 del 29 de agosto de 2012 TGI objetó por error grave el aparte del dictamen del perito Hopf mediante el cual se responde la pregunta 1.

• Mediante la Comunicación E-2012-008308 del 30 de agosto de 2012 TGI presentó comentarios y salvedades al aparte del dictamen del perito Hopf mediante el cual se responde la pregunta 8.

• Mediante las siguientes comunicaciones el Director Ejecutivo de la CREG trasladó, a los recurrentes y terceros que se hicieron parte en la actuación, la objeción parcial de TGI sobre el dictamen del perito Hopf:

Recurrentes y terceros interesados Comunicación

Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	S-2012-004018 del 21 de septiembre de 2012
Claudia Marcela López Tenorio	S-2012-004014 del 21 de septiembre de 2012
Ecopetrol S.A.	S-2012-004015 del 21 de septiembre de 2012
Efigás S.A. E.S.P.	S-2012-004016 del 21 de septiembre de 2012
Gases de Occidente S.A. E.S.P.	S-2012-004017 del 21 de septiembre de 2012

• Lo aquí expuesto permite señalar que la práctica del dictamen cumple con los lineamientos que ha expuesto la Honorable Corte Constitucional, en Sentencia C-124 de 2011, respecto de la aplicación del artículo 238 del Código de Procedimiento Civil, sobre lo cual ha dicho:

“10.1 El artículo 238 del Código de Procedimiento Civil prevé que rendido el dictamen por parte del perito, debe rendirse traslado a las partes por el término de tres días, con el fin que manifiesten si debe ser aclarado o complementado, o para objetarlo por error grave. Para

el caso de la aclaración o adición del dictamen, se confiere al juez la potestad de determinar su conveniencia y, de aceptarlos, impartirá el trámite correspondiente.

La aclaración o complementación del dictamen pericial, como se infiere de la misma expresión gramatical, buscan que los peritos adicione la experiencia frente a omisiones en que hubieren incurrido en el objeto de prueba, o bien resuelvan aspectos contradictorios u oscuros del mismo. En ese sentido, las facultades procesales mencionadas buscan garantizar el derecho de contradicción de las partes, de manera tal que puedan cuestionar a los peritos sobre el contenido y resultados del dictamen. A su vez, es una oportunidad para que los peritos presenten una nueva experiencia, que responda a los interrogantes planteados por las partes. Se trata, en últimas, de un control de la prueba en sede judicial, a través de un procedimiento reglado, el cual tiene como bases i) la previsión de oportunidades e instancias para que las partes conozcan el contenido del dictamen, y ii) la disposición de herramientas para que las partes logren cuestionar aspectos sustantivos de la prueba.

Así, el resultado de este trámite es la recomposición del dictamen por un nuevo, que supere las falencias acreditadas por las partes. Sobre el particular, ha previsto la Corte que "... la explicación, ampliación o aclaración de un dictamen pericial, en orden al esclarecimiento y precisión de los hechos cuestionados, bien pueden conducir a la modificación o rectificación del concepto inicialmente rendido, pero en todo caso, dentro de la esfera de un mismo peritaje. De suerte que en cualquiera de estos eventos se trata de una extensión del trabajo originariamente realizado por los peritos, que tiene como fin la cualificación procesal de la información suministrada a través del dictamen"⁹⁻¹⁰.

10.2 El mismo artículo 238 C.P.C. señala que, además de la complementación u aclaración, también existe la posibilidad de que las partes aleguen la objeción del dictamen por error grave. En este caso se está ante un procedimiento sometido a mayores estándares que el de la adición u aclaración, pues debe formularse por escrito de la parte objetante, del cual se corre traslado a los demás sujetos procesales para que se pronuncien sobre la objeción. Además, la objeción cuenta con un periodo probatorio particular, en el que se practican tanto las pruebas solicitadas por la parte objetante, como las que el juez estime pertinentes (...). La objeción implica, del mismo modo, que los peritos presenten un nuevo dictamen el cual, como es natural, no puede ser objetado. Luego de culminada esa etapa probatoria y presentados los alegatos del caso, la objeción se resolverá bien en sentencia, cuando el dictamen se haya practicado en el marco de un proceso principal, o bien en el auto que decide el trámite incidental dentro del cual se hubiere solicitado la prueba pericial.

La naturaleza agravada del trámite de objeción del dictamen se explica a partir de la entidad de los errores que pueden alegarse en esa instancia. La Sala de Casación Civil de la Corte Suprema de Justicia ha explicado sobre este tópico cómo "... (...), si se objeta un dictamen por error grave, los correspondientes reparos deben poner al descubierto que el peritazgo tiene bases equivocadas de tal entidad o magnitud que imponen como consecuencia necesaria la repetición de la diligencia con intervención de otros peritos (...) pues lo que caracteriza el desacierto de ese linaje y permite diferenciarlo de otros defectos imputables a un peritaje, (...) es el hecho de cambiar las cualidades propias del objeto examinado, o sus atributos, por otras que no tiene; o tomar como objeto de observación y estudio una cosa fundamentalmente distinta de la que es materia del dictamen, pues apreciando equivocadamente el objeto, necesariamente serán erróneos los conceptos que se den y falsas las conclusiones que de ellos se deriven (...), de donde resulta a todas luces evidente que las tachas por error grave a que se refiere el numeral 1 del artículo 238 del Código de Procedimiento Civil no pueden hacerse consistir en las apreciaciones, inferencias, juicios o deducciones que los expertos saquen, una vez considerada recta y cabalmente la cosa examinada (...)" (Corte Suprema de Justicia, Sala de Casación Civil. Auto septiembre 8 de 1993, Expediente 3446. M. P. Carlos Esteban Jaramillo S.).

Como se observa, aunque la adición y complementación del dictamen, y su objeción por error grave, difieren en razón de la entidad de los defectos alegados contra el dictamen, comparten la consecuencia jurídica de obligar a que se presente una nueva experiencia. En el primer caso, se trata de una extensión del trabajo de los peritos, a fin de dar respuesta a los interrogantes planteados por las partes, por lo que toma la forma de modificación al dictamen primigenio. En el segundo evento, el nuevo dictamen pericial tiene el valor de prueba dirimente para acreditar la pertinencia de la objeción planteada por los interesados¹¹.

En virtud de lo expuesto, a continuación se analizan las objeciones presentadas por TGI a los dictámenes periciales. Cabe anotar que ninguno de los recurrentes y terceros que se hicieron parte en esta actuación presentó objeciones a los dictámenes, ni solicitó pruebas en relación con las objeciones presentadas por TGI.

B.3 Objeciones de TGI a los dictámenes periciales

Antes de resolver las objeciones presentadas por la recurrente TGI, ante la presunta existencia de un "error grave" en relación con los dictámenes periciales, procede esta Comisión a establecer el alcance del concepto de "error grave", de acuerdo con lo establecido en el numeral 4 del artículo 238 del Código de Procedimiento Civil y su diferenciación con otros elementos que pueden afectar la eficacia probatoria del dictamen pericial. Lo anterior de acuerdo con la interpretación y aplicación que de este concepto han hecho las Altas Cortes, en especial el honorable Consejo de Estado y la honorable Corte Constitucional, y haciendo un análisis de sus elementos y características, así como de los fines y objetivos que persigue la práctica de una prueba pericial.

La honorable Corte Constitucional, acogiendo doctrina en materia probatoria, ha reconocido que el dictamen pericial tiene una doble condición:

"Es, en primer término, un instrumento para que el juez pueda comprender aspectos fácticos del asunto que, al tener carácter técnico, científico o artístico, requieren ser interpretados a través del dictamen de un experto sobre la materia de que se trate. En segundo lugar, el peritaje es un medio de prueba en sí mismo considerado, puesto que permite comprobar, a través de valoraciones técnicas o científicas, hechos materia de debate en un proceso. Es

⁹ Cfr. Sentencia C-807 de 2002.

¹⁰ Corte Constitucional, Sentencia T-796 de 2006 (M. P. Clara Inés Vargas Hernández).

¹¹ Corte Constitucional, Sentencia C-124 de 2011.

por esta última razón que los ordenamientos procedimentales como el colombiano, prevén que el dictamen pericial, en su condición de prueba dentro del proceso correspondiente, debe ser sometido a la posibilidad de contradicción de las partes, mediante mecanismos como las aclaraciones, complementaciones u objeciones por error grave"¹².

Así mismo, sobre las características de este medio probatorio la misma Corte ha dicho:

"De acuerdo con el Código de Procedimiento Civil, la prueba pericial se caracteriza por: i) expresar conceptos cualificados de expertos en materias científicas, técnicas o artísticas, pero bajo ningún punto sobre aspectos jurídicos (artículo 236, numeral 1), pues es evidente que el juez no requiere apoyo en la disciplina que le es propia; ii) quien lo emite no expresa hechos, sino conceptos técnicos relevantes en el proceso. En efecto, a los peritos no les consta la situación fáctica que origina la intervención judicial, puesto que, a pesar de que pueden pedir información sobre los hechos sometidos a controversia, su intervención tiene como objetivo emitir juicios especializados que ilustran al juez sobre aspectos que son ajenos a su saber. Esto es precisamente lo que diferencia el dictamen pericial del testimonio técnico, porque mientras en el segundo se han percibido los hechos, el primero resulta ajeno a ellos (artículos 213 y siguientes); iii) es un concepto especializado imparcial, puesto que el hecho de que los peritos están sometidos a las mismas causales de impedimentos y recusaciones que los jueces muestran que deben ser terceros ajenos a la contienda (artículo 235); iv) se practica por encargo judicial previo, de ahí que claramente se deduce que no es una manifestación de conocimientos espontánea ni su contenido puede corresponder a la voluntad de una de las partes (artículo 236, numeral 2); v) ser motivado en forma clara, oportuna, detallada y suficientemente (artículo 237) y, vi) para que pueda ser valorado judicialmente, esto es, para que pueda atribuirse eficacia probatoria requiere haberse sometido a las condiciones y al procedimiento establecido en la ley y, en especial, a la contradicción por la contraparte (artículos 236 a 241)"¹³.

En relación con esto y bajo esta misma línea, el honorable Consejo de Estado ha establecido las siguientes características en relación con su valor probatorio:

"Al respecto, conviene advertir que de conformidad con el artículo 233 del Código de Procedimiento Civil, la peritación como medio de prueba es procedente para verificar hechos que interesen al proceso y requieran especiales conocimientos científicos, técnicos o artísticos. El perito debe informarle razonadamente al juez lo que de acuerdo con esos conocimientos especializados sepa de los hechos –y no cuestiones de derecho que se sometan a su expertise, sin importarle a cuál de las partes beneficia o perjudica, de manera que su dictamen debe ser personal¹⁴ y contener conceptos propios sobre las materias objeto de examen y no de otras personas por autorizadas que sean, sin perjuicio de que pueda utilizar auxiliares o solicitar por su cuenta el concurso de otros técnicos, bajo su dirección y responsabilidad (numeral 2 del artículo 237 del C. de P. Civil).

Para su eficacia probatoria debe reunir ciertas condiciones de contenido como son la concurrencia en relación con el hecho a probar; que el perito sea competente, es decir, un verdadero experto para el desempeño del cargo; que no exista un motivo serio para dudar de su imparcialidad; que no se haya probado una objeción por error grave; que el dictamen esté debidamente fundamentado y sus conclusiones sean claras firmes y consecuencia de las razones expuestas; que haya surtido contradicción; que no exista retracto del mismo por parte de perito y en fin que otras pruebas no lo desvirtúen¹⁵. El dictamen del perito debe ser claro, preciso y detallado, en él se deben explicar los exámenes, experimentos e investigaciones efectuadas, lo mismo que los fundamentos técnicos, científicos o artísticos de las conclusiones (numeral 6 del artículo 237 ejusdem).

A su turno, el artículo 241 ibidem señala que al valorar o apreciar el juez el dictamen de los peritos tendrá en cuenta la firmeza, precisión y calidad de sus fundamentos, la competencia de los peritos y los demás elementos probatorios que obren en el proceso. Con esto se quiere significar que el juez es autónomo para valorar el dictamen y verificar la lógica de sus fundamentos y resultados, toda vez que el perito es un auxiliar de la justicia, pero él no la imparte ni la administra, de manera que el juez no está obligado a "... aceptar ciegamente las conclusiones de los peritos, pues si ello fuese así, estos serían falladores..."¹⁶.

En suma, el juez está en el deber de estudiar bajo la sana crítica el dictamen pericial y en la libertad de valorar sus resultados; si lo encuentra ajustado y lo convence, puede tenerlo en cuenta total o parcialmente al momento de fallar; o desechar sensatamente y con razones los resultados de la peritación por encontrar sus fundamentos sin la firmeza, precisión y claridad que deben estar presentes en el dictamen para ilustrar y transmitir el conocimiento de la técnica, ciencia o arte de lo dicho, de suerte que permita al juez otorgarle mérito a esta prueba por llegar a la convicción en relación con los hechos objeto de la misma".

Ahora, dentro del trámite del dictamen, el artículo 238 del Código de Procedimiento Civil, en su numeral 4, ha reconocido el error grave como un mecanismo de contradicción, en el cual las partes pueden manifestar su desacuerdo con la tarea encomendada al experto.

Sin embargo, la ley no definió lo que ha de considerarse o entenderse como "error grave", por lo cual ha de tenerse en cuenta la jurisprudencia de las Altas Cortes. En especial el honorable Consejo de Estado, tomando en consideración una evolución histórica de las normas que han regulado esta materia, los diversos pronunciamientos jurisprudenciales, los aportes que de su estudio ha elaborado la doctrina¹⁷, ha recopilado y unificado este concepto, de acuerdo con los fines previstos para este medio probatorio.

¹² Corte Constitucional, Sentencia C-124 de 2011.

¹³ Corte Constitucional, Sentencia T-417 de 2008.

¹⁴ DEVIS ECHANDÍA, Hernando, Compendio de Derecho Procesal, Tomo II, Pruebas Judiciales, Editorial ABC, 1984, páginas 339 y ss.

¹⁵ DEVIS ECHANDÍA, Hernando, Ob. Cit. Páginas 346 a 350 y ss.

¹⁶ PARRA QUIJANO, Jairo, Manual de Derecho Probatorio, Librería Ediciones del Profesional Ltda., 2004, Página 649.

¹⁷ Sobre este punto en sentencia de 15 de abril de 2010, la Sección Tercera del honorable Consejo de Estado, al realizar el análisis de lo que debe entenderse como error grave, trae a colación las siguientes definiciones hechas por la doctrina, las cuales citamos a continuación:

Es así que en jurisprudencia de la Sección Primera, del 26 de noviembre de 2009, reiterada en sentencias de la Sección Tercera, del 15 de abril de 2010 y 9 de marzo de 2011, este Alto Tribunal manifestó lo siguiente en relación con este punto, al establecer cuándo se encuentra en presencia de un error grave:

“En efecto, para que prospere la objeción del dictamen pericial por error grave se requiere **la existencia de una equivocación de tal gravedad o una falla que tenga entidad de conducir a conclusiones igualmente equivocadas**. Así mismo, se ha dicho que este se contrapone a la verdad, es decir, cuando se presenta una **inexactitud de identidad entre la realidad del objeto sobre el que se rinda el dictamen y la representación mental que de él haga el perito**. Sin embargo, se aclara que no constituirán error grave en estos términos, las conclusiones o inferencias a que lleguen los peritos, que bien pueden adolecer de otros defectos”. (Resaltado fuera de texto).

Ahora, al definir cuándo se está ante un error grave dentro de un dictamen pericial, este análisis del Consejo de Estado ha considerado la procedencia del error no de forma aislada, sino que al momento de tomar una decisión, se debe hacer un análisis respecto del valor probatorio y la apreciación del dictamen. Por lo tanto, se debe analizar que este cumpla con: i) los requisitos de existencia ii) los requisitos de validez y; iii) además, los requisitos de eficacia a nivel probatorio. Lo anterior con el fin de que al realizar la apreciación y valoración del dictamen, en aplicación de las reglas de la sana crítica, se pueda apreciar que los fundamentos y conclusiones de la experticia cumplen los requisitos de lógica, ciencia, técnica y equidad, otorgando absoluta libertad para valorarlo o de lo contrario lleve a que este sea desestimado a la hora de resolver una actuación.

Teniendo en cuenta lo anterior, se evidencia en primer lugar que los dictámenes periciales dentro de la presente actuación administrativa dan cumplimiento a los requisitos de existencia, relacionados con su carácter de acto procesal decretado debidamente conforme a lo dispuesto en las Resoluciones CREG 010, 011 y 036 de 2012, el cual es propio de un encargo hecho por la Comisión en ejercicio de sus facultades regulatorias y en desarrollo de una actuación administrativa. Así mismo, se establece que los dictámenes fueron rendidos de forma personal, por profesionales idóneos, con décadas de experiencia y amplio conocimiento en el tema, personas que no son parte o guardan algún interés dentro de la presente actuación administrativa y los mismos versan sobre hechos en materia de construcción de gasoductos y estaciones de compresión con su estimación de costos asociados, mas no en cuestiones jurídicas.

De la misma forma, se da cumplimiento a los requisitos de validez, toda vez que los dictámenes periciales carecen de algún tipo de vicio en su formación como acto procesal.

[E] doctor Antonio Rocha, sobre el particular señala:

“¿Qué se entiende por error grave de un dictamen pericial? La noción del error; así sea grave o intrascendente ante su verificación en la realidad, nos lleva automáticamente a la noción de verdad. Y la verdad, según la concepción común, es el acuerdo del pensamiento con la realidad. En lo que consiste ese acuerdo del pensamiento con la realidad. En lo que consista ese acuerdo discrepan las escuelas filosóficas; para los relativistas, por ejemplo, que hacen de la verdad el acuerdo del juicio con las impresiones subjetivas, es verdad que el tablero es negro cuando tengo la sensación de un tablero negro, en tanto que para la filosofía clásica (realismo crítico) no se trata de una correspondencia entre el juicio y las cosas, pues tanto la verdad como el error están en el juicio y no habría error en representarnos un tablero negro sino que este realmente lo sea, como no habría error en representarnos mentalmente un túnel bajo Bogotá sino en afirmar que el túnel existe. Similares consideraciones sobre la verdad y el error pueden hacerse respecto de la concepción modernos de los pragmatistas y de los sociólogos. Para aquellos es verdad lo que ha sido verificado, lo que resiste el control de la experiencia, de donde deducen que la verdad no es conocida sino por la verificación ya experimental, ya racional, mediante el juicio analítico, pero que la verdad no se confunde con la verificación, porque las cosas ya eran verdad antes de verificarlas, como el Salto de Tequendama, que existe aunque no haya ojos que lo vean (véase ‘Precis de Philosophie’, por Paul Foulqui., profesor de la Escuela de Caousou, Toulouse, Tomo II, lógica, Moral, Metafísica, edición de 1936, editor, de quien hemos hecho esta síntesis)...pero precisamente esa verificación de los peritos es la que se tacha de error; y de error grave, con lo cual vuelve a quedar sin solución el interrogante. En efecto, ¿cuál sería ese error, en qué consiste, cómo se comprueba?... Grave es lo que pesa, grande, de mucha entidad o importancia; y grave es en procedimiento judicial lo que afecta seriamente el interés legítimo de las partes en la demostración de un hecho. La noción, es sin embargo, un poco relativa y estar, en últimas sujeta su apreciación a la prudencia del juez, como lo está la misma valoración del dictamen pericial... **Error grave es no verificar con diligencia la calidad o aptitud de un terrero para la agricultura, o para la ganadería, o para la irrigación, o para soportar el peso de un edificio; error grave es no verificar la resistencia de materiales por parte del arquitecto; o la herida que pudo ser mortal, o la incapacidad resultante; y lo será también equivocarse no tan solo sobre la materia de que está hecha una cosa (antigua noción de sustancia para determinar el error que invalida las obligaciones) sino sobre las propiedades cuyo conjunto determina su naturaleza específica y las distingue, o sobre calidades adjetivas, pero que determinan el consentimiento; no es lo mismo el original que la copia de un cuadro de Goya, o de Borrero.**”

“Desde luego, el error debe demostrarse y la calidad de grave apreciarse. (U. Nacional de Colombia 3ª Edición 1951, páginas 230 y ss.)”. (Citado por: Consejo de Estado. Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Sentencia de mayo 30 de 1991, Radicado 3577, C. P. Julio César Uribe Acosta) - (negritas por fuera del original).

El tratadista Jaime Azula Camacho al conceptuar que respecto del error grave de una experticia sostuvo que “el hecho de tomar como objeto de observación estudio una cosa fundamentalmente distinta de la que es materia del dictamen, pues apreciando equivocadamente el objeto, necesariamente serán erróneos los conceptos que se den o falsas las conclusiones que de ellos se derivan” (AZULA CAMACHO, Jaime. Manual de Derecho Procesal. Tomo VI. Pruebas Judiciales”. Segunda edición. Editorial Temis. Bogotá, 2003. Página 286).

Gustavo Humberto Rodríguez afirmó que “El error grave no es la documentación deficiente, sino que resulta de conceptos objetivamente equivocados, en forma grave. Debe tratarse de errores de hecho, no de derecho. La jurisprudencia ha dicho que el error de hecho consiste en creer probado un hecho no demostrado, o al contrario; y que lo que lo hace grave es ir contra la naturaleza de las cosas o la esencia de sus atribuciones” (RODRÍGUEZ, Gustavo Humberto. Derecho Probatorio Colombiano. Compendio. Bogotá: Ediciones Librería del Profesional. 1983).

Para Rosember Emilio Rivadeneira: “El dictamen será objetado por error grave cuando la equivocación en la que haya incurrido el perito sea de tal magnitud que contrarie la objetividad de los hechos o la naturaleza de las cosas, de manera tal que si en él no se hubiere incurrido otro fuera el sentido de las conclusiones”. (RIVADENEIRA BERMÚDEZ, Rosember Emilio. Manual de Derecho Probatorio Administrativo. Medellín: Librería Jurídica Sánchez. 2008).

Ahora, en el escrito de las objeciones por error grave no se cuestiona que dentro de la presente actuación exista nulidad en la práctica del dictamen, es decir, un vicio que lo afecte relacionado con su ordenación de forma ilegal, así como la falta de idoneidad del perito para desempeñar este encargo, su indebida posesión o la presentación del dictamen en indebida forma, o que el mismo se exprese como un acto inconsciente, coaccionado o sujeto a otro tipo de vicio.

Es por esto que las objeciones presentadas por TGI discuten la eficacia probatoria de los dictámenes, de forma total o parcial, argumentando en algunos casos la existencia de un error grave, cuestionando requisitos de fondo o de su contenido.

Sin embargo, para atender las alegaciones presentadas por TGI, debe evaluarse si las mismas recaen dentro de lo que la jurisprudencia ha considerado la existencia de un error grave, y de ser ese el caso deben considerarse y analizarse como tal. Esto debido a que se debe diferenciar si se pretende discutir la eficacia del dictamen generado por la existencia de un error grave de acuerdo con lo expuesto por la jurisprudencia del Honorable Consejo de Estado, o si los planteamientos de la recurrente deben considerarse como argumentos tendientes a discutir la eficacia del dictamen, por fuera de este concepto, a fin de no declarar la existencia de un error grave, sino que este sea desestimado por parte del fallador.

Esto último se encuentra relacionado no solo con la existencia de una causal de objeción del dictamen, sino con aquellas relacionadas con las conclusiones del dictamen, en relación tanto de sus fundamentos, como de su improbabilidad y en algunos casos falta de lógica.

De acuerdo con lo expuesto, el Honorable Consejo de Estado ha dispuesto lo siguiente en relación con la prosperidad en una objeción por error grave:

“A manera de conclusión puede afirmarse que para la prosperidad de la objeción por error grave es preciso que el dictamen esté elaborado sobre bases equivocadas, de una entidad tal que conduzcan a conclusiones equivocadas; estas equivocaciones deben recaer sobre el objeto examinado y no sobre las apreciaciones, los juicios o las inferencias de los peritos.

Los errores o equivocaciones bien pueden consistir en que se haya tomado como objeto de observación y estudio uno diferente a aquél sobre el cual debió recaer el dictamen o que se hayan cambiado las cualidades o atributos propios del objeto examinado por otros que no posee, de una forma tal que de no haberse presentado tales errores las conclusiones del dictamen hubieren sido diferentes, como ha expresado la jurisprudencia, el dictamen se encuentra “en contra de la naturaleza de las cosas, o la esencia de sus atribuciones”¹⁸.

Para llegar a esta conclusión el Honorable Consejo de Estado tuvo en cuenta los siguientes pronunciamientos de los años 2007 y 2008:

“En punto a lo que debe entenderse como error grave, no hay discusión en la jurisprudencia que este es el que se opone a la verdad, por la falta de identidad entre la realidad del objeto sobre el que se rinda el dictamen y la representación mental que de él haga el perito, pero constituirá error grave en estos términos, las conclusiones o inferencias a que lleguen los peritos, **que bien pueden adolecer de otros defectos pero no de este**. En otros términos, la objeción por error grave debe referirse al objeto de la peritación, y no a la conclusión de los peritos”. (Resaltado fuera de texto).

Posteriormente, en el año 2008 bajo esta misma línea manifestó:

“Resulta pertinente precisar que para que se configure el ‘error grave’, en el dictamen pericial, se requiere de la existencia de una equivocación en materia grave por parte de los peritos, una falla que tenga entidad suficiente para llevarlos a conclusiones igualmente equivocadas, tal y como lo exigen los numerales 4 y 5 del artículo 238 C. P. C.”.

Expuesto lo anterior, procede esta Comisión a evaluar los argumentos expresados por TGI como existencia de un error grave en los dictámenes periciales dentro de la presente actuación administrativa.

a) Objeciones al dictamen del perito Calvin Peter Oleksuk

Mediante la Comunicación E-2012-007386 del 3 de agosto de 2012, TGI objetó parcialmente por error grave el dictamen del perito Oleksuk con el cual se responden las preguntas 5 y 9.

Planteamientos sobre error grave

En el documento con Radicado E-2012-007386, y a través de su apoderado, TGI anota:

“... comedidamente me permito interponer objeción parcial por error grave en contra de los dictámenes periciales rendidos por Calvin Peter Oleksuk y Frank Gregory Lamberson, con base en las consideraciones de hecho y de derecho que se incluyen a continuación:

(...)

Ante todo, es nuestro deber señalar que el peritaje técnico del señor Oleksuk se vio limitado por la forma en que la CREG formuló las preguntas, expresamente exigiendo al perito abstenerse de tener en cuenta elementos de juicio e información propia y relativa al caso de los costos de TGI, con lo que se limitó y compartimentó antitécnicamente la tarea del perito, que por exigencia de la CREG se ve compelido a no pronunciarse sobre el caso específico de TGI y solo limitarse a un análisis de carácter general. Esta conducta, por demás extraña al debido proceso, genera que el peritaje tenga defectos derivados de no haber podido el perito extenderse al caso en concreto. Esta situación implica que la CREG deba completar la información faltante, para lo cual la parte que represento, es decir, TGI S. A. ESP, pone a disposición de la CREG los elementos de juicio que se requieren para que la CREG pueda hacer uso razonable del dictamen, cuyo problema de aplicación se deriva del hecho de que la CREG haya conducido al perito a abstenerse de considerar y tener en cuenta información relevante y enteramente aplicable relativa a TGI. Se trata de un caso inusitado, en el que el juez (que en este caso es el papel de la CREG) decide privarse de contar con la totalidad de los elementos técnicos necesarios para su decisión, ordenándole a los peritos que no emitan concepto sobre el asunto particular sobre el que deben decidir.

¹⁸ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Consejero Ponente: Mauricio Fajardo Gómez Bogotá, D. C., quince (15) de abril de dos mil diez (2010), Radicación: 19001-2331-000-1996-08007, Expediente: 18014.

En este orden de ideas, es claro que la CREG no cuenta con pruebas que le permitan concluir que los costos presentados por TGI son ineficientes y en tal sentido, deberá tener en cuenta para su decisión la información que TGI presentó y presenta ahora con este memorial.

No sobra citar los últimos párrafos del escrito de aclaraciones del Perito Oleksuk, en los que el perito hace explícito el que su dictamen se vio limitado por la improcedente condición impuesta por la CREG y que en esa medida sus conclusiones se quedan cortas frente a lo que evidentemente pretenden las partes, es decir, un marco dentro del que las inversiones de TGI y los demás entes regulados puedan ser evaluadas en su eficiencia. El Ing. Oleksuk hace un vehemente llamado a establecer las particularidades del caso colombiano pudiéndose así cumplir el objetivo que realmente se busca con el trámite administrativo en cuestión:

(...)

TGI pone de presente que el trabajo de los peritos, incluyendo su metodología y modelos, es técnicamente válido, pero al dejarse por fuera información relevante correspondiente al caso de TGI, por la limitación impuesta por la CREG en las preguntas formuladas, dicho trabajo pericial, si va a ser utilizado por la CREG para su decisión, necesariamente deberá complementarse con la información presentada por TGI, tanto al inicio de este trámite como en este memorial. Es claro que no existe en el expediente una prueba de que los costos de TGI sean ineficientes, en tanto los dictámenes periciales no se pronunciaron sobre este asunto por expresa decisión de la CREG. En este orden de ideas, la CREG no cuenta con otros elementos de juicio y en tal sentido debe tener en cuenta la información de costos que TGI le sometió a lo largo de este proceso, como en efecto estamos solicitando.

Ahora bien, dado que es innegable que la manera en que la CREG formuló los cuestionarios al perito Oleksuk, lo obligó a prescindir de información relevante, TGI no tiene más camino que objetar parcialmente dicho dictamen, en la medida en que es incompleto, lo que implica que si la CREG va a hacer uso de él, deberá ante todo tener en cuenta la información aportada por TGI, pues la misma no ha sido objeto de controversia en el curso de la prueba pericial, por expresa decisión de la CREG. Esto significa que la CREG, al emitir su decisión, deberá tener en cuenta el material probatorio aportado por TGI, pues no existe respecto de esta prueba en contrario.

Error grave parcial provocado por la forma en que se limitó el trabajo del perito

En el caso que nos ocupa, particularmente frente al Dictamen Pericial rendido por el Perito Oleksuk, la CREG limitó y condicionó de manera arbitraria el trabajo pericial, limitación y condicionamiento que se convierten en la causa del error grave que se alega en la presente objeción, al no haberse permitido al Perito tener en cuenta la información real de las inversiones hechas por TGI, de tal manera que en su trabajo pudiera determinar si estas eran o no eficientes.

Por esta razón, si bien el Perito da respuesta a la totalidad de las preguntas presentadas por TGI y la CREG, aplicando una metodología y modelos de costos que en concepto de TGI son correctos y adecuados, estos responden a una estación ‘tipo’ o hipotética, que no tiene en cuenta los costos en que realmente incurrió TGI, ni siquiera los costos de una estación ‘tipo’ ubicada en Colombia o al menos en Suramérica, cuyas condiciones geológicas, topográficas y de construcción en general, entre otras, difieren ampliamente de las de las estaciones ubicadas en Norteamérica.

(...)

Lo anterior resulta contrario al debido proceso pues expresamente la CREG, que en el presente caso actúa como juez y parte, condujo o encaminó la prueba pericial, reformulando muchas de las preguntas que TGI había formulado para el perito, con el resultado de que recortó el derecho de TGI a probar su posición.

(...)

Siendo así, es evidente que la CREG limitó, y condicionó las respuestas del Perito Calvin Oleksuk, impidiéndole profundizar e incluir dentro del dictamen aquellos elementos que realmente permitirían evaluar la eficiencia de las inversiones llevadas a cabo por TGI. Con las limitaciones que le impusieron, el perito desarrolló un escenario hipotético que deberá ser completado por la CREG con base en la información aportada por TGI, pues es la que se encuentra disponible en el expediente. La CREG decidió limitar el alcance de la prueba pericial de manera incomprensible, ello genera ahora que no cuente con ninguna prueba de supuestas ineficiencias de TGI; en este orden de ideas, deberá aceptar los costos de TGI, pues no hay prueba en contrario de que los mismos sean ineficientes.

La otra posibilidad es que con el fin de corregir las mencionadas limitaciones, la CREG ordene que el dictamen sea completado con el fin de que las consideraciones del Perito –que a nuestro modo de ver repetimos, son correctas–, resulten realmente aplicables al caso colombiano.

(...)

Se tiene entonces que para el caso concreto, la CREG hizo incurrir en error grave a los peritos al obligarlos a que su dictamen no incluyera asuntos relevantes y por el contrario a que solo se incluyesen aquellos que no se refieren específicamente al recurso de reposición interpuesto en contra de la Resolución 0110 de 2011.

(...)

Resulta a todas luces evidente que los dictámenes son INCOMPLETOS, al no incluir la información relevante que permitiría a la CREG, como autoridad, disponer de una prueba en relación con la forma de concretar las conclusiones generales y aterrizarlas al caso colombiano y específicamente al de TGI¹⁹.

Se observa que la recurrente plantea que *“el peritaje técnico del señor Oleksuk se vio limitado por la forma en que la CREG formuló las preguntas, expresamente exigiendo al perito abstenerse de tener en cuenta elementos de juicio e información propia y relativa al caso de los costos de TGI...”*. También plantea que el perito no tuvo en cuenta *“la información real de las inversiones hechas por TGI, de tal manera que en su trabajo pudiera determinar si estas eran o no eficientes”*.

Sobre el particular se señala que los anteriores planteamientos de la recurrente son equivocados. Como se explica a continuación, la CREG de ninguna manera limitó al perito

Oleksuk para la rendición de su dictamen; la CREG estableció la prueba pericial de acuerdo con el marco legal (i. e. Ley 142 de 1994 y Código de Procedimiento Civil) y regulatorio aplicable (i. e. metodología de la Resolución CREG 126 de 2010).

En el recurso de reposición TGI presentó la siguiente solicitud de prueba pericial:

“3. Designación de un Perito que determine la eficiencia de las inversiones reportadas por TGI en el proceso de solicitud tarifaria, teniendo en cuenta las prácticas de contratación de TGI, las condiciones reales de ejecución de los proyectos, las condiciones reales del mercado, entre otros”.

La anterior solicitud de prueba pericial podría entenderse como una prueba para que el perito estableciera el valor eficiente de las inversiones realizadas por TGI. Este entendimiento lo corrobora TGI en la objeción al dictamen cuando anota que el perito no tuvo en cuenta *“la información real de las inversiones hechas por TGI, de tal manera que en su trabajo pudiera determinar si estas eran o no eficientes”*.

Sin embargo, este entendimiento es desacertado ya que el valor eficiente de las inversiones lo establece la CREG aplicando los criterios de la metodología adoptada en la Resolución CREG 126 de 2010. En particular, en los artículos 5°, 6° y 7° de la Resolución CREG 126 de 2010 se ordena que *“la CREG establecerá el valor eficiente de estos activos a partir de costos eficientes de otros activos comparables, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el Anexo 1 de la presente resolución, u otros criterios de evaluación de que disponga”*.

Se debe resaltar el hecho de que la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010 exige establecer el valor eficiente a partir de costos eficientes de otros activos. Esto implica que: i) los costos reales o específicos de la infraestructura en evaluación son objeto de comparación mas no patrón de comparación; y ii) el valor eficiente no necesariamente corresponde al valor real del activo. Por tanto, una prueba pericial tendiente a determinar el valor eficiente no significa que el perito evalúe los valores reales del respectivo activo. La evaluación de valores reales corresponde al ámbito de la auditoría, lo cual no está contemplado en la *metodología*, mas no al peritaje.

Igualmente la *metodología* previó expresamente la posibilidad de que la CREG en pleno se apoyara en dictámenes de peritos cuando se presentara discrepancia en la valoración eficiente de algunas inversiones, y determinó explícitamente el marco de referencia para las actuaciones de los peritos. En efecto, el tercer inciso del literal b) del artículo 5° de la Resolución CREG 126 de 2010 señala:

“De conformidad con lo establecido en el artículo 108 de la Ley 142 de 1994, de existir discrepancia sobre la valoración eficiente de las inversiones correspondientes a la variable IFPNI-1 **la Comisión decidirá sobre el decreto y práctica del dictamen pericial que haya solicitado el transportador así como los aspectos sobre los cuales debe pronunciarse el perito, para lo cual se tendrán en cuenta los criterios generales contenidos en esta metodología** y los demás que la Comisión estime pertinentes. Lo anterior sin perjuicio de las demás pruebas que la Dirección Ejecutiva de la Comisión decida decretar”. (Resaltado fuera de texto).

Debe tenerse en cuenta que la prueba pericial es una herramienta que utiliza la administración para precisar aspectos especializados que se requieren para la toma de una decisión. De ninguna manera puede entenderse que el perito reemplaza la labor de la administración. Sobre este punto ha expuesto la Honorable Corte Suprema de Justicia, en su Sala Civil:

“... la peritación únicamente ‘es procedente para verificar hechos que interesan al proceso y requieran especiales conocimientos científicos, técnicos o artísticos’, **no para que suplan al Juez en la tarea de ponderar las pruebas, siendo claro, en adición, que ‘el sentenciador de instancia goza de autonomía para calificar y apreciar la firmeza, precisión y calidad de los fundamentos del dictamen pericial, (...) mientras que la conclusión que el saque no sea contraevidente, sus juicios al respecto son inmodificables’**”¹⁹. (Resaltado fuera de texto).

Es decir, para el caso que nos compete, la CREG no podría encargarle al perito la tarea de establecer si el valor de una determinada inversión es o no eficiente, como tampoco la determinación del valor eficiente de una inversión en el evento en que la presentada por una empresa no lo fuera. La CREG debe valorar el dictamen y si lo considera puede aplicar parcial o totalmente los resultados del mismo para la valoración eficiente de las inversiones. En ese sentido en la Resolución CREG 010 de 2012 se anota que:

“... la Comisión considera conducente, pertinente y útil decretar la práctica de una prueba pericial cuyo objeto sea el de coadyuvar a la determinación y cuantificación de criterios útiles que puedan ser incorporados a la evaluación de los valores eficientes de las inversiones reportadas por TGI como IFPNI del periodo tarifario t-1, PNI del periodo tarifario t e IAC del periodo tarifario t, de conformidad con el artículo 233 del Código de Procedimiento Civil, y en concordancia con el inciso segundo del literal b) del artículo 5° de la Resolución CREG 126 de 2010.

Para el efecto, y en aplicación del numeral 2 del artículo 236 de Código de Procedimiento Civil, se solicitará a los peritos que absuelvan siete preguntas referidas a distintos factores que inciden en los costos de construcción de gasoductos y en los de instalación de estaciones de compresión (i. e. conexiones en caliente, ‘class location’, tipo de suelo y de vegetación, economías de escala referidas a diámetro y longitud en la construcción de gasoductos, y economías de escala por caballo de fuerza instalado en estaciones de compresión)”.

Cabe anotar que mediante la Resolución CREG 036 de 2010, y en atención a solicitud de TGI, se adicionaron dos (2) preguntas a aquellas establecidas en la Resolución CREG 010 de 2012.

De lo anterior es claro que las nueve (9) preguntas planteadas por la CREG a los peritos, dos de las cuales fueron resueltas por el perito Oleksuk, tienen como finalidad coadyuvar a la determinación y cuantificación de criterios útiles que puedan ser incorporados a la evaluación de los valores eficientes de las inversiones reportadas por TGI.

¹⁹ Corte Suprema de Justicia. Sala de Casación Civil. Sentencia del 29 de abril de 2005. M. P. Carlos Ignacio Jaramillo.

De acuerdo con la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010, basada en mecanismos de comparación, sería improcedente decretar la práctica de pruebas periciales en las que su objeto sea que el perito establezca el valor eficiente de las inversiones en cuestión.

Tampoco sería procedente que el perito utilizara dentro de sus análisis información de la infraestructura cuyo valor está en evaluación, pues la metodología establece que la comparación se debe hacer con otros activos comparables. Este último aspecto es la razón por la cual en el alcance del contrato para la práctica del peritaje, en concordancia con el objeto y la forma en que este fue decretado, se precisó que el perito no debía utilizar información de la infraestructura cuyo valor está en evaluación.

Es pertinente indicar que el perito no tenía ninguna restricción para utilizar información de otra infraestructura en cualquier país, incluido Colombia. Así mismo, durante el desarrollo de la prueba TGI no precisó qué estaciones construidas en Colombia, distintas a las que son objeto de evaluación en el presente recurso, debió considerar el perito. Tampoco manifestó inquietud alguna sobre el hecho de que en sus análisis el perito Oleksuk no utilizó información de otras estaciones de compresión instaladas en Suramérica. En tal sentido, la anotación de la recurrente dentro de la objeción al dictamen del perito Oleksuk, en el sentido de que no se consideró información de “costos de una estación ‘tipo’ ubicada en Colombia o al menos en Suramérica”, es inoportuna. Esta anotación de la recurrente obedece a una apreciación subjetiva en la cual se pretende alegar la existencia de un error grave por la información incompleta que a su juicio tuvo el perito para elaborar su experticia, sin embargo, desconoce los criterios establecidos de forma objetiva en la metodología prevista en la Resolución CREG 126 de 2010.

De lo anterior se concluye que la CREG no le impuso limitación alguna al perito Oleksuk; lo que la CREG hizo a través de la Resolución CREG 010 de 2012 fue precisar el alcance de la prueba pericial de tal forma que se ajustara a la metodología. Por tanto, el error grave que alega la recurrente, basado en la supuesta limitación que la CREG le impuso al perito, carece de fundamento y desconoce los presupuestos consagrados jurisprudencialmente para su existencia. En tal sentido, el dictamen rendido por el perito Oleksuk es completo y legítimo para ser analizado dentro del trámite tendiente a resolver el presente recurso. Cabe anotar que el apoderado de TGI indica que la metodología y modelos de costos que utilizó el perito son correctos y adecuados.

En la parte pertinente de la presente Resolución, relacionada con el análisis del valor eficiente de inversión en estaciones compresión se hace la respectiva valoración de los resultados del dictamen del perito Oleksuk.

Adicionalmente, el apoderado de TGI plantea las siguientes consideraciones de derecho:

“Siendo así y de no acatarse la solicitud que se hace mediante el presente escrito, no solo se estaría ante un dictamen que no es eficaz para efectos del proceso, sino que además la CREG estaría ocasionando una violación directa al derecho constitucional al debido proceso de mi poderdante dado que se le está impidiendo probar su alegato respecto a que la inversión que realizó fue eficiente. Al respecto, el Consejo de Estado y la Corte Constitucional han sostenido de manera clara y reiterada que el debido proceso es un principio que rige en la totalidad de actuaciones administrativas, en todas sus instancias”.

De acuerdo con lo expuesto en el literal a) de la Sección B.3 de esta resolución, se establece que las alegaciones de TGI en este punto no constituyen o no hacen parte de los presupuestos para que se configure un error grave, entendido como algo que se opone a la verdad y consiste en la falta de adecuación o correspondencia entre la representación mental o concepto de un objeto y la realidad de este²⁰.

A través de este argumento se pretende discutir la eficacia probatoria del dictamen pericial desde una óptica constitucional, justificada en la presunta violación al derecho fundamental al debido proceso “dado que se le está impidiendo probar su alegato respecto a que la inversión que realizó fue eficiente”, generada por una presunta restricción en su práctica por parte de esta Comisión.

En relación con este punto, en primer lugar se debe precisar que desde el inicio del trámite de la presente actuación administrativa, así como en el trámite de los recursos, se ha dado cumplimiento a cada uno de los elementos que de acuerdo con la jurisprudencia hacen parte de lo que debe entenderse como el núcleo esencial del debido proceso administrativo.

La Honorable Corte Constitucional ha expresado en su jurisprudencia que de la aplicación del principio del debido proceso administrativo se derivan consecuencias importantes, tanto para los asociados como para la administración pública. Para el caso de los primeros, las garantías que se derivan de su protección hacen referencia a:

“i) conocer las actuaciones de la administración; ii) pedir y controvertir las pruebas; iii) ejercer con plenitud su derecho de defensa; iv) impugnar los actos administrativos, y v) gozar de las demás garantías establecidas en su beneficio”²¹.

Así mismo, para el caso de la administración, todas las manifestaciones del ejercicio de la función pública administrativa se encuentran cobijadas por el debido proceso, tales como:

(i) la formación y ejecución de actos administrativos; (ii) las peticiones presentadas por los particulares; y (iii) los procesos que se adelantan contra la administración por los ciudadanos en ejercicio legítimo de su derecho de defensa”²².

De acuerdo con el alcance y contenido del derecho al debido proceso administrativo, se establece que las garantías que de este hacen parte, como lo son el conocimiento de las actuaciones, el ejercicio del derecho de defensa, la impugnación de las decisiones que se han tomado, etc., se han cumplido durante el trámite de la presente actuación, al momento de resolver la solicitud inicial de acuerdo con el auto del 7 de diciembre de 2011, durante el decreto de las pruebas, su ampliación en las Resoluciones CREG 010 y 036 de 2011 y la práctica de acuerdo con el trámite previsto en el artículo 238 del Código de Procedimiento Civil.

²⁰ Corte Constitucional, Sentencia T-274 de 2012.

²¹ Corte Constitucional, Sentencia C-089 de 2011, Magistrado Luis Ernesto Vargas Silva.

²² Ibídem.

De lo manifestado por la recurrente se entiende que argumenta sus oportunidades de intervenir en la presentación de sus alegaciones y en la práctica del dictamen pericial fueron meras formalidades.

Sin embargo, el estar en desacuerdo con las consideraciones de la recurrente en relación con el alcance del objeto de las pruebas, así como de la presente actuación administrativa no se puede considerar como una violación al debido proceso.

Tal como se ha expuesto, las alegaciones hechas por la recurrente de acuerdo con lo mencionado en los apartes anteriores desconocen el objeto del dictamen pericial, al pretender que el perito no sólo emita juicios generales y abstractos, sino que dentro de sus pronunciamientos exprese juicios particulares en cuanto a la situación particular de la empresa, especialmente en relación con las inversiones que han de ser objeto de valoración, lo cual llevaría a que el perito no sólo realice la tarea del regulador²³, sino que de la misma forma el perito pierda su imparcialidad, al tener conocimiento de los hechos de la actuación administrativa, circunstancia que conllevaría a desestimar el dictamen, al afectar su validez como medio probatorio.

En relación con lo anterior, esta Comisión ha considerado que las pruebas que se deben decretar y practicar dentro de la presente actuación administrativa, en directa aplicación del principio en materia probatoria, se sujetan al principio de pertinencia, de acuerdo con las consideraciones hechas por el Honorable Consejo de Estado, el cual en su jurisprudencia ha establecido que “el análisis sobre la pertinencia de la prueba se refiere a que la misma guarde relación con el objeto del proceso, como lo establece el artículo 178 del C. P. C. a renglón seguido, la norma señala que se rechazarán las pruebas legalmente prohibidas o ineficaces, las que versen sobre hechos notoriamente impertinentes y las manifestamente superfluas”²⁴, y en virtud de lo dispuesto en el literal b) del artículo 5° de la metodología.

Las pruebas periciales decretadas tienen como objeto el de coadyuvar a la determinación y cuantificación de criterios útiles que puedan ser incorporados a la evaluación de los valores eficientes de las inversiones reportadas por TGI como IFPNI del período tarifario t-1, PNI del período tarifario t e IAC del período tarifario t, de conformidad con el artículo 233 del Código de Procedimiento Civil, y en concordancia con el inciso segundo del literal b) del artículo 5° de la metodología.

Aquellas pruebas solicitadas que pretenden desconocer el objeto de la presente actuación administrativa, con el fin de extraer la situación de la empresa fuera de la aplicación de lo dispuesto en la Resolución CREG 126 de 2010, no fueron consideradas, teniendo en cuenta un análisis de pertinencia y conducencia.

No se puede considerar como vulneración al debido proceso, el no acudir a medios de prueba que desconocen el objeto de la actuación administrativa, cuando este principio constitucional representa un límite jurídico al desarrollo de las potestades administrativas, en la medida en que las autoridades únicamente pueden actuar dentro de los ámbitos establecidos por el sistema normativo, en este caso dentro de lo previsto en la metodología, la Ley 142 de 1994, conforme a los fines constitucionales de los artículos 365 a 370 de la Carta.

De acuerdo con estos límites, las partes dentro de una actuación administrativa conocen de antemano cuáles son los medios para controvertir e impugnar lo resuelto en su contra, y además, sabrán los términos dentro de los cuales deberán solicitar pruebas, presentar las alegaciones y recursos procedentes a su favor.

Las alegaciones que se presenten en relación con la existencia de un error grave en la prueba de un dictamen pericial deben tener en cuenta el objeto de la prueba. El análisis de las alegaciones presentadas por el apoderado de TGI lleva a concluir que las mismas desconocen el objeto de la prueba, de lo cual se entiende que no se rebaten los elementos que hacen parte del dictamen, sino la metodología en sí misma.

Es así que contrario a lo que afirma la recurrente, el desconocimiento de las reglas propias del debido proceso podría significar también atentado contra la prevalencia del interés general, fundamento del Estado Social de Derecho previsto en el artículo 1° de la Carta Política, por cuanto la comunidad estaría afectada al observar cómo la administración se aparta de lo establecido en las normas jurídicas aplicables²⁵ a los trámites que ante ella deben ser adelantados.

Como se ha precisado, el presunto error en el objeto que se alega por parte de la recurrente no tiene en cuenta que al perito no le corresponde establecer el valor eficiente de las inversiones en cuestión. Tampoco tiene en cuenta que para los análisis del perito no se requiere utilizar información de la infraestructura cuyo valor está en evaluación, pues la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010 establece que la comparación se debe hacer con otros activos comparables. De lo contrario, de acuerdo con el objeto de la prueba y la forma en que esta fue decretada, el perito excedería los límites de su encargo.

El objeto del dictamen se fundamenta en razones objetivas previstas en la metodología. Contrario a lo que manifiesta TGI, el alcance del dictamen no obedece a una restricción impuesta por la CREG en el objeto e información que había de tener en cuenta el perito, que lo llevara a no incluir asuntos relevantes y a incurrir en un error grave.

Por lo tanto, la actuación de la Comisión se sujeta a criterios objetivos previstos en la metodología. Que se difiera de esta posición, como lo hace TGI, no puede considerarse como una violación al debido proceso administrativo, ya que la práctica del dictamen pericial

²³ En este punto ha expuesto la jurisprudencia del Honorable Consejo de Estado, Sección Tercera, en sentencia de mayo de 2007, dentro de la Acción Popular 25000-23-26-000-2003-01042-01, con ponencia de la doctora Ruth Stella Correa:

“Cabe precisar que el perito no puede suplir al juez de instancia en su función de administrar justicia, es decir, no puede en su experticia pronunciarse respecto del fondo del asunto puesto que el objeto de la prueba es verificar algunos hechos que interesan al proceso y no establecer si las pretensiones solicitadas en la demanda deben prosperar o no, habida consideración al hecho de que no puede concebirse si una situación presenta los requisitos legales productores de un determinado efecto jurídico, dado que su función se circunscribe a la determinación de elementos de hecho correspondiéndole la valoración jurídica al juez”.

²⁴ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Primera. C. P. Martha Sofía Sanz Tobón. Radicado 25000-23-24-000-2003-90943-01. Providencia del 26 de abril de 2007.

²⁵ Constitución Política artículos 365 a 370, Ley 142 de 1994 y Resolución CREG 126 de 2010.

debe considerar el objeto de la prueba y su relación con la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010.

Finalmente, la recurrente pretende justificar la existencia de un error grave en relación con las bases que sirven como fundamento para la expedición del dictamen, al hacer referencia a la existencia de un dictamen incompleto, que a su juicio omite información relevante.

Esta alegación no procede, ya que desde el punto de vista de la práctica del dictamen pericial, el tener en cuenta la información que la recurrente plantea como relevante afectaría el carácter imparcial del perito, al no emitir juicios abstractos, sino pronunciarse sobre los hechos particulares de la recurrente. Por esta razón, al manifestar que el dictamen es un dictamen incompleto, se pretende justificar su incorporación a la actuación administrativa por fuera de la metodología ya no como parte del dictamen pericial, sino como un juicio adicional, el cual no hace parte de los presupuestos del error grave.

Igualmente, no se puede alegar la existencia de un dictamen incompleto, debido a que de conformidad con las preguntas formuladas en las Resoluciones CREG 010 y 036 de 2012, dentro de la práctica del dictamen pericial, los peritos debían emitir sus juicios teniendo en cuenta información relevante nacional e internacional. El perito Oleksuk tuvo el mandato de considerar la información propia de inversiones comparables, en el ámbito local y en el ámbito internacional, sin limitación alguna, fuera de aquellas que son propias de naturaleza de la prueba pericial, como lo es el pronunciarse sobre la situación fáctica que origina la presente actuación administrativa, o perder el grado de imparcialidad en cuanto a sus juicios.

Planteamientos sobre objeciones parciales

En el documento con Radicado E-2012-007386, y a través de su apoderado, TGI presentó un aparte denominado “*objeciones parciales en contra del dictamen del perito Oleksuk*”. La totalidad de este aparte contiene la justificación que presenta TGI para incluir los siguientes elementos en las estaciones de compresión: teas, *slug catchers*, filtros de descarga, filtros de respaldo, códigos ASME B31.3 y B31.8, compresores recíprocos en vez de centrífugos, diques de contención, medidores de flujo para teas, impuestos. Cabe anotar que en su dictamen pericial el perito Oleksuk se pronunció sobre los anteriores elementos, de manera general más no particular para cada estación de compresión de TGI.

TGI también presentó el documento titulado “*Complementación del dictamen a partir de lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010 y en los referentes ya utilizados por la CREG*”, el cual TGI pide que se tenga en cuenta “*como complementación al trabajo del Ing. Oleksuk*”. Este documento hace referencia exclusivamente a la valoración de estaciones de compresión.

Del análisis de la información presentada por TGI, relativa a estas objeciones que denomina parciales, se establece que a través de esta no se cuestiona la experticia del perito por la eventual ocurrencia de los presupuestos que acrediten la existencia de un error grave. Mediante dicha información se discute el contenido del dictamen en cuanto a su eficacia probatoria, toda vez que a juicio de la recurrente las conclusiones del dictamen son incompletas. Por lo tanto, la recurrente plantea que el dictamen debe extenderse a los elementos que hacen parte de lo que denomina “*objeciones parciales*”, en la medida en que el objeto de la prueba se vio limitado al no referirse a la infraestructura que se debe evaluar.

Teniendo en cuenta lo anterior, se debe precisar en primer lugar que los argumentos denominados “*objeciones parciales*” se encuentran por fuera de las solicitudes presentadas por TGI al momento de reponer la Resolución CREG 110 de 2011, razón por la cual esta se encuentra por fuera del objeto del dictamen pericial. Estas corresponden a elementos nuevos que no fueron debidamente argumentados al momento del recurso, así como durante el trámite del dictamen pericial, sino que los mismos al aportarse en este momento procesal (objeción por error grave), están siendo considerados como elementos para desestimar la eficacia probatoria del dictamen.

En relación con lo anterior, esta información no genera que el dictamen lo haga dudoso e incierto, ni afecta el convencimiento de sus conclusiones, así como su claridad y firmeza en cuanto a la lógica de sus fundamentos. A través de la misma se pretende justificar el carácter incompleto de las conclusiones, sin embargo, se debe tener en cuenta que esto no se relaciona directamente con el objeto del dictamen pericial.

Como se ha precisado, el objeto del dictamen está directamente relacionado con la metodología, a fin de coadyuvar a la determinación y cuantificación de criterios útiles que puedan ser incorporados a la evaluación de los valores eficientes de las inversiones reportadas por TGI como IFPNI del período tarifario t-1, PNI del período tarifario t e IAC del período tarifario t, de conformidad con lo dispuesto en el inciso segundo del literal b) del artículo 5°.

No es válido el argumento de la recurrente a través del cual se pretende justificar el supuesto carácter incompleto del dictamen, cuando lo que se está discutiendo en el fondo es el objeto del dictamen, sin tener en cuenta la finalidad de la prueba en virtud de lo dispuesto en la metodología. Estas consideraciones en cuanto al objeto del dictamen ya han sido resueltas al rebatir la presunta violación al derecho al debido proceso administrativo.

Así mismo, de acuerdo con el trámite de la actuación administrativa, estas consideraciones no fueron elementos que hicieran parte del recurso de reposición en contra de la Resolución CREG 110 de 2011. Estas fueron presentadas durante el trámite del dictamen pericial, al momento de solicitarle las aclaraciones al perito, sin embargo, no allegaron la justificación correspondiente sino que se limitaron a incluir la necesidad de que fueran incorporadas en el análisis hecho por el perito.

Tal es así, que el perito tuvo en cuenta en su informe final, dentro de las respuestas a las aclaraciones y complementaciones solicitadas, algunos elementos que fueron expuestos en las solicitudes de aclaraciones. Sin embargo, esta inclusión se sujeta igualmente a la naturaleza de este medio de contradicción, toda vez que la Corte ha reconocido que esta aclaración se encuentra sujeta al objeto de la prueba, cuando expresa:

“La aclaración o complementación del dictamen pericial, como se infiere de la misma expresión gramatical, buscan que los peritos adicionen la experticia frente a **omisiones en que hubieren incurrido en el objeto de prueba**, o bien resuelvan aspectos contradictorios u oscuros del mismo”²⁶. (Resaltado fuera de texto).

²⁶ Corte Constitucional, Sentencia C-124 de 2011.

Por lo tanto, de acuerdo con la etapa procesal del dictamen, los argumentos denominados “*objeciones parciales*” no se encuentran dirigidos a establecer la existencia de los presupuestos de un error grave, al igual que, no desvirtúan o afectan su eficacia probatoria.

En este mismo sentido, tal como se ha hecho referencia, estos elementos no fueron incluidos en el recurso. Por lo tanto, la decisión que aquí se profiera debe tener en cuenta lo dispuesto en el artículo 59, inciso 2°, del Código Contencioso Administrativo el cual dispone lo siguiente:

“**Artículo 59. Contenido de la decisión.** Concluido el término para practicar pruebas, y sin necesidad de auto que así lo declare, deberá preferirse la decisión definitiva. Esta se motivará en sus aspectos de hecho y de derecho, y en los de conveniencia, si es del caso.

La decisión resolverá todas las cuestiones que hayan sido planteadas y las que aparezcan con motivo del recurso, aunque no lo hayan sido antes” (Resaltado fuera del texto).

En relación con el alcance de esta disposición ha expuesto el Honorable Consejo de Estado:

“Por la misma razón, estando en trámite la vía gubernativa, como es apenas obvio, la Administración puede revisar su actuación y, si es el caso, modificarla, sin necesidad de consentimiento escrito y expreso del afectado, pues el artículo 59, inciso 2°, del C. C. A. le da amplias facultades para ello, cuando al efecto prevé:

“La decisión resolverá todas las cuestiones que hayan sido planteadas y las que aparezcan con motivo del recurso, aunque no lo hayan sido antes”²⁷.

De acuerdo con lo anterior, se ha entendido que si bien le corresponde a la administración evaluar elementos nuevos que no fueron expuestos en la actuación administrativa inicial, se debe considerar que estos han de ser planteados en el recurso de reposición, en la medida en que estos deben aparecer con motivo del recurso o derivados de la práctica de una prueba dentro del mismo.

Es por esto que, tener en cuenta estas consideraciones, va en directa contradicción al principio de congruencia, ya que se estaría resolviendo sobre un aspecto que se encuentra por fuera de las pretensiones del recurrente dentro del recurso, de la misma forma que no hace parte de un hecho nuevo, ni corresponde a un elemento que haga parte del objeto del dictamen pericial. Lo anterior, debido a que dentro de la práctica de las pruebas, el perito se manifestó de manera general sobre estos elementos más no de forma particular para cada estación de compresión.

Sobre el alcance del principio de congruencia ha expresado el Honorable Consejo de Estado:

“De conformidad con el principio de congruencia, al superior, cuando resuelve el recurso de apelación, sólo le es permitido emitir un pronunciamiento en relación con los aspectos recurridos de la providencia del inferior, razón por la cual la potestad del juez en este caso se encuentra limitada a confrontar lo decidido con lo impugnado en el respectivo recurso y en el evento en que exceda las facultades que posee en virtud del mismo, se configurará la causal de nulidad prevista en el numeral 2 del artículo 140 del Código de Procedimiento Civil, relativa a la falta de competencia funcional”²⁸.

Finalmente, en cuanto al análisis de la validez como medio probatorio del documento denominado “*Complementación del dictamen a partir de lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010 y en los referentes ya utilizados por la CREG*”, así como de los testimonios técnicos solicitados para soportar las “*objeciones parciales*”, el mismo se hace en el aparte denominado “*pruebas*” de este mismo literal.

Peticiones

Con base en los argumentos planteados en el documento con Radicado E-2012-007386 TGI presentó las siguientes peticiones relacionadas con el dictamen pericial del perito Oleksuk:

“En virtud de lo anterior, respetuosamente se solicita a la CREG:

1. PRIMERA PETICIÓN PRINCIPAL:

Remediar los efectos del error grave generado por la propia CREG con las limitaciones impuestas al perito Oleksuk, y en este orden de ideas, para efectos de la decisión administrativa que deben adoptar, tener en cuenta los argumentos y pruebas que sobre la eficiencia de sus costos aportó TGI, en tanto que la CREG no dispone de elementos de juicio probatorios y que hayan sido controvertidos, que le permitan concluir lo contrario.

2. PETICIÓN SUBSIDIARIA A LA PRIMERA PETICIÓN PRINCIPAL:

Acoger la objeción parcial por error grave en contra del dictamen pericial presentado por el Ingeniero Calvin Peter Oleksuk, en los aspectos que se indicaron anteriormente. Esto en la medida en que si bien las consideraciones del experto son en su mayoría acordes con la realidad, el objeto de la prueba se vio limitado y condicionado por la exigencia de la entidad de no referirse en ningún momento a la infraestructura cuya eficiencia en costos se está evaluando. Es así como se cuenta con un peritazgo que se queda corto ante las exigencias en materia probatoria del trámite administrativo, con lo cual se viola frontalmente el derecho al debido proceso de mi poderdante al no dársele la oportunidad de probar sus pretensiones dentro del mismo. En este orden de ideas, se solicita a la CREG hacer uso del dictamen teniendo en cuenta que el mismo es incompleto y que por ende, deberá ser completado con la información aportada por TGI a lo largo de este trámite.

3. SEGUNDA PETICIÓN PRINCIPAL:

Que se decrete a manera de extensión del dictamen, una complementación a cargo del mismo perito Oleksuk, mediante la cual se de respuesta a los aspectos técnicos que se incluyeron en los capítulos anteriores. Esta solicitud se considera preferible para TGI en la medida, en que no requerirá la designación de un nuevo perito, e implicará un menor tiempo en el trámite correspondiente”.

²⁷ Consejo de Estado. Sala de lo Contencioso Administrativo. Sección Primera. Expediente número 250002324000 1998 0419 01 (6380). Sentencia del 1° de junio de 2001. Consejero Ponente: Gabriel Eduardo Mendoza Martelo.

²⁸ Consejo de Estado, Sección Tercera, sentencia del 1° de abril de 2009, Expediente número 32.800. M. P. Ruth Stella Correa Palacio.

Con respecto a la primera petición principal se debe señalar que no hay lugar a remediar efectos de error grave en el dictamen del perito Oleksuk pues, como se expuso anteriormente, tal error no existe. En consecuencia, para efectos de resolver el recurso de reposición interpuesto por TGI contra la Resolución CREG 110 de 2011, la CREG debe valorar la información del dictamen así como aquella que aportó la recurrente dentro del trámite administrativo tendiente a resolver el recurso.

Con relación a la petición subsidiaria a la primera petición principal, y de acuerdo con lo expuesto hasta ahora, se debe reiterar que el dictamen del perito Oleksuk es completo y como tal se debe valorar dentro del trámite del recurso de reposición.

Sobre la segunda petición principal de TGI, relacionada con la extensión del dictamen del perito Oleksuk con el propósito de complementarlo en aspectos técnicos específicos de las estaciones de compresión de TGI, se debe tener en cuenta que esta se somete a las reglas y principios en materia probatoria, toda vez que la solicitud no solo debe ser conducente y pertinente, sino que de la misma forma, en virtud del numeral 5 del artículo 238 del Código de Procedimiento Civil, debe ser necesaria para resolver la existencia de un error. En virtud de esto se establece que la segunda petición principal de TGI no solo es inconducente, sino que no es necesaria, por cuanto no se busca acreditar la existencia de un error grave, sino como lo manifiesta el recurrente, se realice una complementación al dictamen en aspectos que no están previstos dentro del recurso ni dentro del objeto de la prueba.

Así mismo, la práctica de esta prueba dentro del trámite del dictamen pericial no corresponde a lo que la Corte ha denominado una “prueba dirimente”²⁹, con el fin de acreditar la pertinencia de la objeción planteada por el recurrente. Lo anterior toda vez que, aunque de manera general, el perito se pronunció sobre los aspectos técnicos que menciona TGI.

En este punto se debe resaltar que la recurrente reconoce la validez del dictamen en cuanto a los juicios emitidos por el perito, así como de las conclusiones que allí se derivan, los cuales, como se ha precisado hasta ahora, se relacionan directamente con el objeto del dictamen pericial, así como lo previsto en la *metodología*, justificando la validez y aplicación del dictamen dentro de la presente actuación administrativa.

Sin embargo, al manifestar como argumento que el dictamen es un dictamen incompleto, se pretende a través de las consideraciones en lo que ellos denominan “objeciones parciales” o “complementación al dictamen pericial”, es justificar su incorporación a la actuación administrativa, ya sea a través de un juicio del perito como parte del dictamen pericial (complementación del dictamen), o como un ejercicio de complementación del dictamen no por un juicio general y abstracto por parte del perito, sino por parte de la empresa.

Estas peticiones son abiertamente improcedentes, debido a que una manifestación del perito en los términos de complementación del dictamen, afectaría la eficacia del dictamen como medio de prueba, ya que se habría de pronunciar sobre circunstancias particulares de la empresa, restándole imparcialidad a los juicios hechos por el perito, supliendo de la misma forma la función del regulador³⁰.

Igualmente, estas mismas consideraciones son aplicables sobre lo que ellos denominan objeciones parciales, ya que se pretende tener como válidos los juicios hechos por la empresa como medio de prueba dentro de la presente actuación administrativa, partiendo de la supuesta inexistencia de los juicios como parte del dictamen pericial, sobre elementos que como se ha hecho referencia no hacen parte de la *metodología*, previstos en la Resolución CREG 126 de 2010.

En tal sentido, el dictamen es completo y como tal se debe valorar dentro del trámite del recurso de reposición.

Pruebas

A través de su apoderado TGI presentó la siguiente solicitud de pruebas:

“En los términos de los numerales 4 y 5 del artículo 238 C. P. C. se solicita a la CREG que se tengan como pruebas de la objeción parcial por error grave, así como de la complementación solicitada a dicho dictamen, las siguientes:

- Documento “Complementación del dictamen a partir de lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010 y en los referentes ya utilizados por la CREG”.

- Testimonio Técnico rendido por las siguientes personas:

- Sandra Stella Fonseca, testigo técnico experta en gas y electricidad, quien depondrá sobre los fundamentos técnicos de esta objeción y quien podrá ser citada en la Carrera 34 N° 41-51 en Bucaramanga.

- Mauricio Montoya Bossi, testigo técnico experto en construcción de gasoductos, quien depondrá sobre los fundamentos técnicos de esta objeción y quien podrá ser citado en la Carrera 34 N° 41-51 en Bucaramanga.

- Carmenza Chaín, testigo técnico experta en gas y electricidad, quien depondrá sobre los fundamentos técnicos de esta objeción y quien podrá ser citada en la Carrera 34 N° 41-51 en Bucaramanga.

- Extensión de los Dictámenes Periciales mediante la cual se complementen los Dictámenes Periciales rendidos por Oleksuk y Lamberson respecto de todos los aspectos técnicos indicados en los capítulos anteriores”.

En relación con los argumentos expuestos en el aparte denominado “Objeciones Parciales” y en particular el documento “*Complementación del dictamen a partir de lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010 y en los referentes ya utilizados por la CREG*”, se establece su improcedencia para ser valorada, teniendo en cuenta la etapa de la actuación y la práctica del dictamen pericial en la que se allegan estas pruebas, entendidas como “informes técnicos” y “alegaciones”, en virtud de lo dispuesto en el numeral 7 del artículo

238 del Código de Procedimiento Civil³¹, en concordancia con el numeral 1 del artículo 10 de la Ley 446 de 1998³² y el artículo 18 de la Ley 794 de 2003³³.

Si bien el numeral 7 del artículo 238 del Código de Procedimiento Civil permite que las partes se asesoren de expertos, cuyos informes serán tenidos en cuenta por el juez, como alegaciones de ellas, esta disposición debe entenderse concordante con lo dispuesto en el numeral 1 de la Ley 446 de 1998 y el artículo 18 de la Ley 794 de 2003.

De acuerdo con estas disposiciones, así como en aplicación del artículo 2° de la Ley 153 de 1887³⁴, el numeral 7 del artículo 238 del Código de Procedimiento Civil no es aplicable debido a que desde la expedición de la Ley 446 de 1998 ocurre el fenómeno de la derogatoria tácita, ya que el artículo 167 de esta Ley estableció que se derogaban las normas que le sean contrarias. Así mismo, el contenido de este artículo se reafirma en el artículo 18 de la Ley 794 de 2003.

Sobre el fenómeno de la ocurrencia de la derogatoria tácita ha expresado la Corte:

“Acerca de la configuración de derogatoria de normas jurídicas, la Corte ha señalado que ‘la derogatoria es aquel efecto de una ley, determinante de la pérdida de vigencia de otra ley anterior, la cual puede ser expresa o tácita. Este último evento tiene lugar al menos en dos hipótesis: (i) cuando una norma jurídica posterior resulta incompatible con una anterior, o (ii) cuando se produce una nueva regulación integral de la materia[14]’. Así lo ha entendido la jurisprudencia de esta Corporación al señalar que la derogatoria de una ley puede ser expresa, tácita o por reglamentación integral (orgánica) de la materia, sucediendo la primera cuando la nueva ley suprime formal y específicamente la anterior; la segunda cuando la nueva ley contiene disposiciones incompatibles o contrarias a la de la antigua, y la tercera cuando una ley reglamenta toda la materia regulada por una o varias normas precedentes, aunque no haya incompatibilidad entre las disposiciones de esta y las de la nueva ley”³⁵.

Ahora esta derogatoria opera debido a que, como lo afirmó el profesor Jairo Parra Quijano en texto *Instituciones de Derecho Procesal Civil*:

“El numeral 7 del artículo 238, norma original del Código, disponía que ‘Las partes podrán asesorarse de expertos, cuyos informes serán tenidos en cuenta por el juez, como alegaciones de ellas’, norma que estimamos ha sido derogada tácitamente por el numeral 1 del artículo 10 de la Ley 446 de 1998..., pues si las partes quieren emplear informes de expertos ya no podrán ser tenidos en cuenta como ‘alegaciones de ellas’, lo que suponía la posibilidad de presentarlos con los alegatos de conclusión, lo cual restaba la debida contradicción a los mismos, sino que deberán aportarlos ‘en las oportunidades procesales para solicitar pruebas’, lo que resultaría atinado porque permite el oportuno debate de ellos.

Es por esto que si la reciente disposición señala que los peritajes (sic) obtenidos por iniciativa de una de las partes se deben hacer valer dentro de las oportunidades probatorias, se ha derogado la posibilidad de que se presenten como si fuera parte de los alegatos de conclusión y, de así suceder, el juez no podrá tenerlos en cuenta por no haber sido incorporados al proceso dentro de las ocasiones debidas.

Y es que, lo reiteramos, presentarlos junto con los alegatos, tal como lo permitía el numeral 7 del artículo 238 del C. P. C., se presentaba a situaciones que no correspondían con un bien entendido sentido del debido proceso, pues no tenía oportunidad la parte contraria de combatir, al menos en la instancia respectiva, el peritaje (sic) que se presentaba como si fuera parte del alegato, dado que una vez precluido el término para su presentación lo que sigue es el proferimiento de la sentencia”³⁶.

Esto es concordante con la facultad de solicitar pruebas, prevista en el numeral 5 del artículo 238 del Código de Procedimiento Civil, toda vez que las mismas deben estar dirigidas exclusivamente a demostrar la existencia de un error grave, lo cual no ocurre para el caso concreto. Por lo tanto, se establece la imposibilidad de valorar estas pruebas, debido a que no se allegan debidamente a la presente actuación.

Ahora, en cuanto a la posibilidad de decretar los denominados “testimonios técnicos”, la jurisprudencia de la Honorable Corte Constitucional ha precisado la diferencia que existe entre los denominados testimonios técnicos y los dictámenes periciales, frente a lo cual ha manifestado lo siguiente:

“32. De acuerdo con el Código de Procedimiento Civil, la prueba pericial se caracteriza por: i) expresar conceptos cualificados de expertos en materias científicas, técnicas o artísticas,

³¹ “Artículo 238. *Contradicción del dictamen*. <Artículo modificado por el artículo 1, numeral 110 del Decreto número 2282 de 1989. El nuevo texto es el siguiente:> Para la contradicción de la pericia se procederá así:

(...)

7. Las partes podrán asesorarse de expertos, cuyos informes serán tenidos en cuenta por el juez, como alegaciones de ellas. (Resaltado fuera de texto).

³² “Artículo 10. *Solicitud, aportación y práctica de pruebas*. Para la solicitud, aportación y práctica de pruebas, además de las disposiciones generales contenidas en el Código de Procedimiento Civil y demás disposiciones se dará aplicación a las siguientes reglas:

1. Cualquiera de las partes, en las oportunidades procesales para solicitar pruebas, podrá presentar peritajes emitidos por instituciones o profesionales especializados. De existir contradicción entre varios de ellos, el juez procederá a decretar el peritaje correspondiente”.

³³ “Artículo 18. El artículo 183 del Código de Procedimiento Civil, quedará así:

Artículo 183. Oportunidades probatorias. Para que sean apreciadas por el juez las pruebas deberán solicitarse, practicarse e incorporarse al proceso dentro de los <sic> términos y oportunidades señalados para ello en este Código.

Cualquiera de las partes, en las oportunidades procesales para solicitar pruebas, podrá presentar peritajes emitidos por instituciones o profesionales especializados. De existir contradicción entre varios de ellos, el juez procederá a decretar el peritaje correspondiente

(...)

³⁴ Artículo 2°. La ley posterior prevalece sobre la ley anterior. En caso de que una ley posterior sea contraria a otra anterior, y ambas preexistentes al hecho que se juzga, se aplicará la ley posterior.

³⁵ Corte Constitucional, Sentencia C-630 de 2011.

³⁶ PARRA QUIJANO JAIRO, *Instituciones de Derecho Procesal Civil*, páginas 242 y 243, Dupré Editores, Bogotá, 2011.

²⁹ Corte Constitucional, Sentencia C-124 de 2011.

³⁰ *Ibidem* cita 23, página 32.

pero bajo ningún punto sobre aspectos jurídicos (artículo 236, numeral 1), pues es evidente que el juez no requiere apoyo en la disciplina que le es propia; ii) **quien lo emite no expresa hechos**, sino conceptos técnicos relevantes en el proceso. **En efecto, a los peritos no les consta la situación fáctica que origina la intervención judicial**, puesto que, a pesar de que pueden pedir información sobre los hechos sometidos a controversia, su intervención tiene como objetivo emitir juicios especializados que ilustran al juez sobre aspectos que son ajenos a su saber. **Esto es precisamente lo que diferencia el dictamen pericial del testimonio técnico, porque mientras en el segundo se han percibido los hechos, el primero resulta ajeno a ellos (artículos 213 y siguientes)**; iii) es un concepto especializado imparcial, puesto que el hecho de que los peritos están sometidos a las mismas causales de impedimentos y recusaciones que los jueces muestra que deben ser terceros ajenos a la contienda (artículo 235); iv) se practica por encargo judicial previo, de ahí que claramente se deduce que no es una manifestación de conocimientos espontánea ni su contenido puede corresponder a la voluntad de una de las partes (artículo 236, numeral 2); v) ser motivado en forma clara, oportuna, detallada y suficientemente (artículo 237) y, vi) para que pueda ser valorado judicialmente, esto es, para que pueda atribuírsele eficacia probatoria requiere haberse sometido a las condiciones y al procedimiento establecido en la ley y, en especial, a la contradicción por la contraparte (artículos 236 a 241)³⁷. (Resaltado fuera de texto).

De acuerdo con lo manifestado por la Corte, en el testimonio técnico a diferencia del dictamen pericial, la persona que realiza la declaración emite o expresa hechos relativos a la situación objeto de la actuación administrativa, los cuales son ajenos a la experiencia del perito, en la medida en que el concepto de este último se basa en elementos netamente objetivos. Así mismo, el perito a diferencia del testigo no se reduce a narrar sus percepciones y, muchas veces, no necesita o no puede percibir los hechos o las cosas sobre las cuales opina, por lo tanto, el testigo narra hechos, mientras que el perito emite juicios o apreciaciones.

De acuerdo con lo anterior, el testigo técnico tiene una diferencia en la "cualidad de los juicios", en el sentido de que los testigos expresan datos sobre los hechos en relación con su conocimiento y los juicios y reglas de experiencia emitidos por el perito tienen una naturaleza técnica objetiva, donde a pesar de que los testimonios tengan un carácter técnico, es decir, la capacidad técnica que este tiene le permite una percepción mejor o más calificada de los hechos o un juicio más exacto sobre los mismos, no los extrae de su carácter de testimonio.

Por esto, la diferenciación de estos medios de prueba está, entre otros, en el elemento que se suministra, donde el perito emite juicios, mientras que los testigos narran hechos, como lo expresa Camelutti citado por el profesor Devis Echandiá, "*también en la finalidad del juicio que se formula: si el juicio no es más que un medio para representar un hecho, hay testimonio; si, por el contrario, el juicio constituye la finalidad de la declaración, existe pericia, el juez le suministra al juez el instrumento para el juicio (regla de experiencia) o le proporciona, con o sin la regla el mismo juicio*"³⁸.

Ahora bien, además de las diferencias que existen entre el peritazgo y el testimonio técnico, se debe tener en cuenta que la solicitud de estas pruebas se encuentra sujeta a los principios que rigen las pruebas y, en especial, al principio de necesidad a que hace referencia el numeral 5 del artículo 238 del Código de Procedimiento Civil. Lo anterior toda vez que la solicitud de pruebas a la que hace referencia el aparte de esta disposición debe estar dirigida a establecer la existencia de un "error grave" en el dictamen pericial.

En relación con esto, si bien el recurrente manifiesta que el objeto de estas pruebas es establecer la existencia "de la objeción parcial por error grave, así como de la complementación solicitada a dicho dictamen", donde los testigos técnicos de esta objeción "depondrán sobre los fundamentos técnicos de esta objeción", de acuerdo con el objeto de las pruebas, se establece que estos no son necesarios y pertinentes para establecer la existencia de un error grave.

En primer lugar, no se da cumplimiento al principio de necesidad, entendido como el fundamento probatorio sin el cual no sería posible establecer la existencia de un error grave en un dictamen pericial, lo que hace obligatoria e imprescindible la práctica de esa prueba a fin de determinar la existencia o no de un error grave.

Esto debido a que la prueba solicitada desconoce la diferenciación que existe entre la naturaleza y los fines que cumplen estos medios probatorios y, en especial, la finalidad del juicio que se formula a través de cada uno de ellos. Lo anterior, teniendo en cuenta que a través de un medio para representar un hecho de carácter particular, como es un testimonio, no se puede cuestionar las bases y fundamentos de carácter general que utiliza el perito para suministrar estos juicios o reglas de experiencia.

De la misma forma, se determina la impertinencia de los testimonios técnicos solicitados, toda vez que estos no están dirigidos a establecer la existencia de un error grave en el dictamen emitido por el perito, ya que no se pretende cuestionar las bases en que se fundó la experiencia y el objeto examinado, sino extender el medio de pruebas a elementos que no hacen parte de la experiencia, desconociendo la naturaleza del objeto de la prueba, el cual es coadyuvar a la determinación y cuantificación de criterios útiles que puedan ser incorporados a la evaluación de los valores eficientes de las inversiones reportadas por TGI como IFPNI del período tarifario t-1, PNI del período tarifario t e IAC del período tarifario t, de conformidad con la *metodología*.

Así, estas pruebas en cuanto a las objeciones parciales y la extensión del dictamen no pretenden discutir las bases y el objeto examinado para establecer la existencia de un error grave, sino por el contrario que se discuta la eficacia del dictamen, toda vez que en opinión de la recurrente el perito debía emitir un juicio en el que se tuviese en cuenta información y criterios para el caso particular de TGI, que van más allá del objeto de la prueba.

En relación con esto, de acuerdo con los argumentos expresados anteriormente al momento de evaluar la procedencia de las objeciones planteadas por TGI, se estableció que no le correspondía al perito establecer el valor eficiente de las inversiones en cuestión y que para este análisis no le correspondía utilizar información de la infraestructura cuyo valor

está en evaluación, pues la *metodología* establece que la comparación se debe hacer con otros activos comparables. De lo contrario, el perito excedería los límites de su encargo de acuerdo con el objeto de la prueba y la forma en que esta fue decretada.

Así, estos medios de prueba pretenden discutir el objeto del peritaje en desconocimiento de la *metodología*. Igualmente, no se pretende establecer la existencia de un error grave sino la eficacia de la prueba a través de un cuestionamiento a otros elementos por fuera de lo que debe entenderse como error grave, a fin de que se resuelvan situaciones particulares de la empresa cuando manifiesta:

"TGI pone de presente que el trabajo de los peritos, incluyendo su metodología y modelos, es técnicamente válido, pero al dejarse por fuera información relevante correspondiente al caso de TGI, por la limitación impuesta por la CREG en las preguntas formuladas, dicho trabajo pericial, si va a ser utilizado por la CREG para su decisión, necesariamente deberá complementarse con la información presentada por TGI, tanto al inicio de este Trámite como en este memorial. Es claro que no existe en el expediente una prueba de que los costos de TGI sean ineficientes, en tanto los dictámenes periciales no se pronunciaron sobre este asunto por expresa decisión de la CREG. En este orden de ideas, la CREG no cuenta con otros elementos de juicio y en tal sentido debe tener en cuenta la información de costos que TGI le sometió a lo largo de este proceso, como en efecto estamos solicitando.

(...)

Por esta razón, si bien el Perito da respuesta a la totalidad de las preguntas presentadas por TGI y la CREG, aplicando una metodología y modelos de costos que en concepto de TGI son correctos y adecuados, estos responden a una estación 'tipo' o hipotética, que no tiene en cuenta los costos en que realmente incurrió TGI, ni siquiera los costos de una estación 'tipo' ubicada en Colombia o al menos en Suramérica, cuyas condiciones geológicas, topográficas y de construcción en general, entre otras, difieren ampliamente de las de las estaciones ubicadas en Norteamérica".

Por lo anterior, se negará la práctica de estas pruebas en virtud de lo establecido en el numeral 5 del artículo 238 del Código de Procedimiento Civil.

Finalmente, en relación con la extensión del dictamen del perito Oleksuk ya se señaló, de acuerdo con los argumentos mencionados anteriormente, que no habrá lugar a tal extensión.

b) Objeciones al dictamen del perito Frank Gregory Lamberson

Mediante la Comunicación E-2012-007386 del 3 de agosto de 2012 TGI objetó parcialmente por error grave el dictamen del perito Lamberson con el cual se responden las preguntas 2, 3 y 4.

Planteamientos sobre error grave

En el documento con Radicado E-2012-007386, y a través de su apoderado, TGI anota: "... comedidamente me permito interponer objeción parcial por error grave en contra de los dictámenes periciales rendidos por Calvin Peter Oleksuk y Frank Gregory Lamberson, con base en las consideraciones de hecho y de derecho que se incluyen a continuación:

(...)"

Se tiene entonces que para el caso concreto, la CREG hizo incurrir en error grave a los peritos al obligarlos a que su dictamen no incluyera asuntos relevantes y por el contrario a que sólo se incluyesen aquellos que no se refieren específicamente al recurso de reposición interpuesto en contra de la Resolución 0110 de 2011.

(...)

Resulta a todas luces evidente que los dictámenes son INCOMPLETOS, al no incluir la información relevante que permitiría a la CREG, como autoridad, disponer de una prueba en relación con la forma de concretar las conclusiones generales y aterrizarlas al caso colombiano y específicamente al de TGI".

Sobre el particular se señala que los argumentos y conclusiones anotados anteriormente para el caso del dictamen del perito Oleksuk aplican en su totalidad al dictamen del perito Lamberson. Es decir, la CREG no le impuso limitación alguna al perito Lamberson. Lo que la CREG hizo a través de la Resolución CREG 010 de 2012 fue precisar el alcance de la prueba pericial de tal forma que se ajustara a la *metodología*. Por tanto, los supuestos que justifican la presunta existencia de un error grave, de acuerdo con las alegaciones de la recurrente, basado en la supuesta limitación que la CREG le impuso al perito, carecen de fundamento. En tal sentido, el dictamen rendido por el perito Lamberson es completo y legítimo para ser analizado dentro del trámite tendiente a resolver el presente recurso. Cabe anotar que el apoderado de TGI indica que la metodología y modelos de costos que utilizó el perito son correctos y adecuados. Lo que el recurrente pretende es la extensión de este dictamen a elementos que están por fuera de la *metodología* cuando expresa:

"TGI pone de presente que el trabajo de los peritos, incluyendo su metodología y modelos, es técnicamente válido, pero al dejarse por fuera información relevante correspondiente al caso de TGI, por la limitación impuesta por la CREG en las preguntas formuladas, dicho trabajo pericial, si va a ser utilizado por la CREG para su decisión, necesariamente deberá complementarse con la información presentada por TGI, tanto al inicio de este Trámite como en este memorial..." (Resaltado fuera de texto³⁹).

De igual forma, los planteamientos jurídicos en este caso son los mismos esbozados por TGI para el caso del dictamen del perito Oleksuk. En consecuencia, las consideraciones en relación con tales planteamientos jurídicos son las mismas anotadas anteriormente para el caso del dictamen del perito Oleksuk.

Planteamientos sobre objeciones parciales

En el documento con Radicado E-2012-007386, y a través de su apoderado, TGI presentó un aparte denominado "*objeciones parciales en contra del dictamen del perito Lamberson*". TGI también presentó un aparte titulado "*Aspectos destacados del dictamen del perito Frank Gregory Lamberson*".

³⁹ Documento Objeción Grave, Radicado CREG E-2012-007386.

³⁷ Corte Constitucional, Sentencia T-417 de 2008.

³⁸ DEVIS ECHANDÍA, Hernando, Compendio de Derecho Procesal, Tomo II, Pruebas Judiciales, Editorial Temis, 2002, páginas 137 y ss.

Es de resaltar que la CREG advirtió que aparentemente hubo un error aritmético en la formulación del archivo electrónico (Microsoft Excel) que el perito Lamberson entregó. Con el fin de conocer la reacción del perito, mediante la Comunicación S-2012-003871 del 7 de septiembre de 2012, el Director Ejecutivo de la CREG le solicitó aclaraciones sobre su dictamen. Mediante la Comunicación E-2012-008819 del 14 de septiembre de 2012 el perito Lamberson presentó las respuestas a las aclaraciones solicitadas por la CREG mediante comunicación S-2012-003871, manifestando que efectivamente hubo un error aritmético, el cual corrigió. Se entiende que esta aclaración resuelve la objeción parcial de la recurrente en relación con el multiplicador de zonas congestionadas.

En lo que respecta a los demás planteamientos de TGI, se debe precisar que el dictamen emitido por el perito es una prueba válida y los resultados que contiene se consideran lógicos para ser aplicados dentro de la presente actuación administrativa. El dictamen del perito es completo y considera las variables a las que hace referencia la recurrente. En este sentido, en los análisis del Anexo 7 de la presente Resolución la Comisión tendrá en cuenta los resultados del dictamen pericial.

Debe notarse también que en los análisis del Anexo 7 se incluirán: i) una muestra de mayor tamaño con respecto a la utilizada en la Resolución CREG 110 de 2011; ii) variables específicas que afectan los costos de inversión de gasoductos, determinadas a través de peritos; y iii) bandas de costos que recogen incertidumbres generadas por *outliers* y otros posibles factores no identificados que afectan el costo.

Ahora, se debe tener en cuenta que los alegatos allí presentados se someten a la interpretación del numeral 7 del artículo 238 del Código de Procedimiento Civil, en concordancia con el artículo 10 del numeral 1 de la Ley 446 de 1998 y el artículo 18 de la Ley 794 de 2003, en cuanto a la posibilidad de allegar informes técnicos como parte de las alegaciones, así como su respectiva valoración.

Peticiones

Con base en los argumentos planteados en el documento con Radicado E-2012-007386 TGI presentó la siguiente petición relacionada con el dictamen del perito Lamberson:

“4. TERCERA PETICIÓN PRINCIPAL:

Que se decrete a manera de extensión del dictamen, una complementación a cargo del Perito Lamberson, mediante la cual se dé respuesta a los aspectos técnicos que se incluyeron en los capítulos anteriores. Esta solicitud se considera preferible para TGI, en la medida en que no requerirá la designación de un nuevo perito, e implicará un menor tiempo en el trámite correspondiente”.

La extensión del dictamen del perito Lamberson, con el propósito de complementarlo en aspectos técnicos específicos de la construcción de gasoductos, es innecesaria dado que: i) una de las inquietudes planteadas por TGI, relacionada con la inconsistencia en algunas cifras, fue aclarada por el perito Lamberson según Comunicación E-2012-008819 del 14 de septiembre de 2012; y ii) en su dictamen el perito Lamberson se pronunció sobre las demás inquietudes planteadas por TGI. En tal sentido, el dictamen del perito Lamberson es completo y como tal se debe valorar dentro del trámite del recurso de reposición.

Pruebas

A través de su apoderado TGI presentó la siguiente solicitud de pruebas:

“En los términos de los numerales 4 y 5 del artículo 238 C.P.C. se solicita a la CREG que se tengan como pruebas de la objeción parcial por error grave, así como de la complementación solicitada a dicho dictamen, las siguientes:

• (...)

• Testimonio Técnico rendido por las siguientes personas:

– Sandra Stella Fonseca, testigo técnico experta en gas y electricidad, quien depondrá sobre los fundamentos técnicos de esta objeción y quien podrá ser citada en la Carrera 34 N° 41-51 en Bucaramanga.

– Mauricio Montoya Bossi, testigo técnico experto en construcción de gasoductos, quien depondrá sobre los fundamentos técnicos de esta objeción y quien podrá ser citado en la Carrera 34 N° 41-51 en Bucaramanga.

– Carmenza Chaín, testigo técnico experta en gas y electricidad, quien depondrá sobre los fundamentos técnicos de esta objeción y quien podrá ser citada en la Carrera 34 N° 41-51 en Bucaramanga.

• Extensión de los Dictámenes Periciales mediante la cual se complementen los Dictámenes Periciales rendidos por Oleksuk y Lamberson respecto de todos los aspectos técnicos indicados en los capítulos anteriores”.

En relación con las pruebas solicitadas, relativas a los testimonios técnicos mencionados, teniendo en cuenta que los argumentos que fundamentan la solicitud son los mismos manifestados para la práctica de estas pruebas en relación con la objeción grave para el dictamen del perito Oleksuk, se consideran igualmente aplicables las consideraciones expuestas anteriormente para su negatoria, relacionado con la necesidad y pertinencia de estas pruebas, en este caso, con el fin de acreditar la existencia de un error grave en las objeciones parciales hechas al dictamen del perito Lamberson.

Finalmente, en relación con la extensión del dictamen del perito Lamberson, de acuerdo con los argumentos mencionados anteriormente ya se indicó que no hay lugar a tal extensión.

c) Objeciones al dictamen del perito Frank Hopf

Como se indicó anteriormente el perito Frank Hopf respondió las preguntas 1, 6, 7 y 8 establecidas en las Resoluciones CREG 010 y 036 de 2012. Estas preguntas hacen referencia a los siguientes tópicos:

Pregunta 1: Conexiones de nueva infraestructura en caliente o en frío.

Pregunta 6: Economías de escala por longitud en la construcción de gasoductos.

Pregunta 7: Economías de escala por diámetro en la construcción de gasoductos.

Pregunta 8: diferencias en costos de construcción de gasoductos cuando comparten derecho de vía con otro ducto.

TGI objetó por error grave la respuesta del perito a la pregunta 1. Sobre las respuestas a las demás preguntas TGI presentó comentarios y salvedades.

Planteamientos sobre error grave

En el documento con Radicado E-2012-00008267 del 29 de agosto de 2012 TGI objetó por error grave el aparte del dictamen del perito Hopf con el cual se responde la pregunta 1.

TGI anota lo siguiente:

“... comedidamente me permito, dentro del trámite del expediente regulatorio de la referencia, objetar por error grave la comunicación de fecha 8 de agosto de 2012, que forma parte del dictamen pericial presentado por Frank Hopf, la cual fue puesta en conocimiento de TGI por la CREG mediante la comunicación de la referencia, haciendo claridad que en caso de que la CREG no acoja la presente objeción, la prueba no resultaría pertinente para el proceso y en esa medida se haría necesario subsanar dicho defecto.

• TGI objeta por error grave la comunicación del 8 de agosto de 2012 ‘Respuesta a requerimiento del 2 de agosto de 2012. Aclaraciones del peritaje’ que forma parte de las aclaraciones y complementaciones presentadas por el Ingeniero Hopf y solicita a la CREG abstenerse de su utilización por los motivos que se exponen a continuación:

Dentro de la documentación remitida por la CREG con los comentarios y aclaraciones presentados por el perito, se encuentra la versión en español de un oficio remitido por el señor Hopf a la CREG el día 8 de agosto de 2012, en el cual se calculan los costos equivalentes de las conexiones para Colombia; no es claro el alcance de este oficio, además la versión original en inglés no fue enviada y la traducción al español parece tener vacíos lo cual dificulta el entendimiento del contenido. En esta comunicación se menciona que las nuevas tablas reemplazan las tablas presentadas en una reunión en Bogotá el 25 de julio de 2012, sin embargo, TGI desconoce cuáles fueron las tablas iniciales y la aplicación que van a tener las mismas.

En la primera parte de la comunicación en mención el perito ajusta a precios de Colombia el costo de las conexiones en frío y las derivaciones, los cuales no varían mucho con respecto al Anexo A del dictamen revisado (julio 4 de 2012); no obstante, en la segunda parte de la carta (Tabla ‘Cost adders for double stopple and bypass and double stopple only’), el perito aparentemente calcula los costos de conexiones en caliente con doble tapón con o sin bypass, pero no indica si estos costos aplican para estaciones de compresión, loops o variantes. En el dictamen (inicial y revisado) los costos de estas 3 opciones son muy diferentes entre sí, pareciera ahora como si en la carta el perito unificara las tres opciones y el resultado es una disminución severa, inconsistente e inexplicable de los costos de las conexiones con respecto a los del dictamen.

En conclusión, se objeta por error grave la comunicación del 8 de agosto de 2012 que forma parte de las aclaraciones y complementaciones presentadas por el Ingeniero Hopf, en la medida en que los valores consignados en ella no son claros con respecto a su metodología de cálculo, a si aplican para estaciones de compresión, loops o variantes y además las variaciones porcentuales que resultan para cada uno de los casos no son consistentes con las presentadas por el perito en su dictamen, lo cual modifica sustancialmente el resultado inicial restándole validez. Se tiene entonces que en caso de que la CREG decidiera aplicar los valores incluidos en la comunicación de 8 de agosto de 2012, se generaría un error grave en el trabajo del Ingeniero Hopf, en la medida en que se estaría ante dos conceptos contradictorios provenientes del mismo experto lo cual es prueba más que suficiente del error del perito (numeral 5, artículo 238 C.P.C.), dejándose en evidencia que el experto ha modificado sustancialmente el concepto por él emitido originalmente”.

TGI objetó por error grave la respuesta del perito Hopf a la pregunta 1 argumentando inconsistencias entre las cifras presentadas en el informe inicial y aquellas presentadas en la comunicación del 8 de agosto de 2012. TGI indica que desconoce las cifras que el perito presentó en Bogotá el 25 de julio de 2010.

Sobre el particular se aclara que: i) las cifras presentadas por el perito en Bogotá el 25 de julio de 2012 corresponden a las consignadas en el informe remitido a TGI para comentarios mediante la Comunicación S-2012-002231; ii) la presentación que el perito realizó a la CREG en Bogotá, el 25 de julio de 2012, hacía parte del objeto del contrato entre el perito Hopf y la CREG para rendir el dictamen pericial a que hace referencia la pregunta 1 de la Resolución CREG 010 de 2012 y iii) la comunicación presentada por el perito Hopf el 8 de agosto de 2012 incluye las respuestas a algunas inquietudes planteadas por la CREG al perito según la Comunicación S-2010-003179.

En la comunicación presentada por el perito el 8 de agosto de 2012 se muestran tablas con las cifras de valoración para distintas conexiones y diámetros de gasoductos, acorde con lo establecido en la pregunta 1 del dictamen pericial. En esta comunicación el perito precisó que las cifras presentadas en estas tablas reemplazan las presentadas inicialmente. En tal sentido, para efectos jurídicos y técnicos, las cifras definitivas del perito son las presentadas en la comunicación del 8 de agosto.

La objeción presentada por TGI sustenta la existencia de un error grave, en la medida en que se “estaría ante dos conceptos contradictorios provenientes del mismo experto lo cual es prueba más que suficiente del error del perito (numeral 5, artículo 238 C.P.C.), dejándose en evidencia que el experto ha modificado sustancialmente el concepto por él emitido originalmente”. Esto, bajo la consideración de que los resultados del segundo informe carecen de lógica en cuanto a los juicios emitidos en relación con el primer informe.

En relación con estas objeciones se debe precisar que las mismas cuestionan los resultados presentados en el segundo informe desde la óptica de la experticia del perito. Es decir, la objeción no recae sobre las bases ni el objeto que se debía de examinar, lo cual hace parte de los presupuestos para recaer en un error grave, sino que esta recae sobre las conclusiones hechas por el perito, ya que de acuerdo con la recurrente el dictamen no está bien realizado.

Se entiende que la conclusión de TGI se presenta del análisis hecho en el primer documento y los resultados presentados en el segundo, pues según la recurrente los valores del segundo documento “no son claros con respecto a su metodología de cálculo, a si aplican para estaciones de compresión, loops o variantes y además las variaciones porcentuales que

resultan para cada uno de los casos no son consistentes con las presentadas por el perito en su dictamen, lo cual modifica sustancialmente el resultado inicial restándole validez”.

De acuerdo con esto, las objeciones presentadas no corresponden a los presupuestos para determinar la existencia de un error grave, sino que las mismas discuten los resultados (al no considerarlos lógicos y razonables), así como la falta de fundamentación del mismo, por lo que a través de esta objeción se pretende cuestionar la eficacia del dictamen como medio de prueba.

Se debe tener en cuenta que cuando las objeciones que se presentan a un dictamen pericial están relacionadas con la ausencia de certeza y valor probatorio del mismo. Le corresponde al fallador, dentro de la autonomía que este detenta en materia de valoración de las pruebas, y específicamente sobre los dictámenes periciales, determinar si el mismo tiene la posibilidad de aportar elementos de juicio que lo lleven al convencimiento de lo que se pretende probar.

Lo anterior de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 187 y 241 del Código de Procedimiento Civil, así como del artículo 109 de la Ley 142 de 1994, donde se reconoce la libertad de valoración de los medios de prueba, así como la autonomía con la que se cuenta en materia probatoria para apreciar la validez del dictamen. Sobre este punto, la jurisprudencia administrativa ha precisado lo siguiente:

“A su turno, el artículo 241 *ibidem* señala que al valorar o apreciar el juez el dictamen de los peritos tendrá en cuenta la firmeza, precisión y calidad de sus fundamentos, la competencia de los peritos y los demás elementos probatorios que obren en el proceso. **Con esto se quiere significar que el juez es autónomo para valorar el dictamen y verificar la lógica de sus fundamentos y resultados**, toda vez que el perito es un auxiliar de la justicia, pero él no la imparte ni la administra, de manera que el juez no está obligado a ‘... aceptar ciegamente las conclusiones de los peritos, pues si ello fuese así, estos serían falladores...’”⁴⁰. (Resaltado fuera de texto).

Así mismo, sobre la capacidad con la que este cuenta para realizar la valoración del dictamen igualmente ha expuesto la jurisprudencia:

“En suma, el juez está en el deber de estudiar bajo la sana crítica el dictamen pericial y en la libertad de valorar sus resultados; si lo encuentra ajustado y lo convence, puede tenerlo en cuenta total o parcialmente al momento de fallar; o desechar sensatamente y con razones los resultados de la peritación por encontrar sus fundamentos sin la firmeza, precisión y claridad que deben estar presentes en el dictamen para ilustrar y transmitir el conocimiento de la técnica, ciencia o arte de lo dicho, de suerte que permita al juez otorgarle mérito a esta prueba por llegar a la convicción en relación con los hechos objeto de la misma”⁴¹.

De acuerdo con la finalidad del dictamen, así como las condiciones de contenido para su eficacia probatoria ha decantado la jurisprudencia administrativa:

“Para su eficacia probatoria debe reunir ciertas condiciones de contenido como son la concurrencia en relación con el hecho a probar; que el perito sea competente, es decir, un verdadero experto para el desempeño del cargo; que no exista un motivo serio para dudar de su imparcialidad; que no se haya probado una objeción por error grave; que el dictamen esté debidamente fundamentado y sus conclusiones sean claras firmes y consecuencia de las razones expuestas; que haya surtido contradicción; que no exista retracto del mismo por parte del perito y en fin que otras pruebas no lo desvirtúen. El dictamen del perito debe ser claro, preciso y detallado, en él se deben explicar los exámenes, experimentos e investigaciones efectuadas, lo mismo que los fundamentos técnicos, científicos o artísticos de las conclusiones (numeral 6 del artículo 237 *ibidem*); y durante el traslado del dictamen pericial las partes pueden solicitar que este se complemente o aclare u objetarlo por error grave (artículo 238 *eiusdem*). A su turno, el artículo 241 *ibidem* señala que, al valorar o apreciar el juez el dictamen de los peritos, el juez tendrá en cuenta la firmeza, precisión y calidad de sus fundamentos, la competencia de los peritos y los demás elementos probatorios que obren en el proceso. Con esto se quiere significar que el juez es autónomo para valorar el dictamen y verificar la lógica de sus fundamentos y resultados, toda vez que el perito es un auxiliar de la justicia, pero él no la imparte ni la administra, de manera que el juez no está obligado a ‘... aceptar ciegamente las conclusiones de los peritos, pues si ello fuese así, estos serían falladores...’”⁴².

De acuerdo con lo expuesto, y al tener en cuenta las objeciones planteadas por la recurrente, se debe establecer: i) si el dictamen está debidamente fundamentado; ii) que las conclusiones que se emiten son claras, firmes y tienen consecuencia lógica con sus fundamentos; y iii) que las mismas son convincentes, es decir, que no sean improbables, absurdas e imposibles.

En primer lugar, el dictamen pericial no carece de fundamento cuando se afirma que los resultados no son claros en cuanto a su metodología de cálculo, ya que este argumento no limita el grado de convencimiento de los resultados presentados en el segundo informe. Dentro de las razones y consideraciones expuestas en el primer informe, así como en las cifras presentadas en el segundo, no se evidencia falta de lógica ni existencia de vacíos o deficiencias en su presentación.

Las cifras presentadas por el perito en el segundo informe, o comunicación del 8 de agosto, son el resultado de aclaraciones y complementaciones solicitadas por la Comisión al perito.

Las aclaraciones hechas por el perito en la comunicación del 8 de agosto de 2012, en donde se muestran tablas con las cifras de valoración para distintas conexiones y diámetros de gasoductos, se presentan acordes con lo establecido en pregunta 1 del dictamen pericial.

⁴⁰ Citado en la sentencia del Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Consejero Ponente: Mauricio Fajardo Gómez, Bogotá, D. C., quince (15) de abril de dos mil diez (2010), Radicación: 19001-2331-000-1996-08007, Expediente: 18014.

⁴¹ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Consejero Ponente: Mauricio Ruth Stella Correa Palacio, Bogotá, D. C., tres (3) de marzo de dos mil diez (2010), Radicación: 47001-23-31-000-1997-05195-02(37269).

⁴² Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Consejero Ponente: Mauricio Ruth Stella Correa Palacio, Bogotá, D. C., tres (3) de marzo de dos mil diez (2010), Radicación: 47001-23-31-000-1997-05195-02(37269).

Así mismo, las cifras presentadas por el perito en el segundo informe, además de ser claras y firmes, tienen una consecuencia lógica de sus fundamentos. No se observa dentro de los resultados presentados en el segundo informe que se contraríen normas de la experiencia o reglas elementales de la lógica. Es así que los resultados del dictamen adquieren un grado de convencimiento suficiente, en la medida en que se basan en un alto grado de desarrollo de la materia sobre la que versa el dictamen, es decir, la valoración para distintas conexiones y diámetros de gasoductos, así como la información que se tuvo en cuenta para el dictamen, la cual, como parte de la solicitud de aclaración, se soporta en información relevante tanto a nivel nacional como internacional.

La afirmación en cuanto a que las variaciones porcentuales que resultan para cada uno de los casos no son consistentes con las presentadas por el perito en su dictamen, entendidos como “conceptos contradictorios provenientes del mismo experto” no es procedente, ya que en el segundo informe el perito precisó que las cifras presentadas en estas tablas replazan las presentadas inicialmente en el primer informe. Por lo tanto no se puede tomar como margen de comparación o referencia unos valores a los cuales el perito les restó valor probatorio.

No es posible entonces cuestionar la forma en que el perito hace o emite sus juicios, teniendo como fundamento la existencia de unos conceptos contradictorios, cuando hay un resultado único, el cual se encuentra debidamente fundamentado y analizado con cifras lógicas. Por lo tanto, no se determina la carencia de convencimiento para efectos de rechazar las cifras del segundo informe como medio probatorio eficaz, capaz de resolver o dar elementos de juicio para ser aplicados dentro de la presente actuación administrativa.

Finalmente, dentro del dictamen no se aprecia que los resultados que se presentan se sustentan en una lógica equivocada, es decir, que a través de las cifras no se puedan identificar los factores que diferencian un empalme de infraestructura de transporte o cuantificar las diferencias en costos para cada tipo de empalme. Los juicios emitidos por el perito no toman como objeto de análisis un tópico diferente a las conexiones de nueva infraestructura en caliente o en frío, lo cual es propio del objeto del dictamen. Por lo tanto, las conclusiones que se presentan son igualmente acordes con el objeto del dictamen.

De esto se concluye que las cifras del dictamen, presentadas mediante la comunicación del 8 de agosto: i) cumplen los presupuestos de fundamentación, claridad, firmeza y convencimiento de los resultados, por lo que su valoración dentro de la presente actuación administrativa es legítima; y ii) aportan criterios útiles que pueden ser incorporados a la evaluación de los valores eficientes de las inversiones de conformidad con lo dispuesto en la *metodología*.

Con base en lo anterior no se encuentran válidos los argumentos de TGI con respecto a las supuestas inconsistencias en cifras, y por tanto no hay lugar al error grave que alega la recurrente.

Pruebas

A través de su apoderado TGI presentó la siguiente solicitud de pruebas:

“Como prueba de dicho error grave contenido en el oficio ya mencionado se tiene la simple contraposición entre lo indicado inicialmente por el perito y lo que ahora sostiene en la comunicación de 8 de agosto de 2012. Adicionalmente y en los términos del artículo 238 C.P.C. se solicita que se tenga como prueba de dicho error el testimonio experto de Mauricio Montoya Bossi, testigo técnico experto en construcción de gasoductos, quien depondrá sobre los fundamentos técnicos de esta objeción y quien podrá ser citado en la carrera 34 número 41-51 en Bucaramanga”.

Con respecto a la ‘contraposición entre lo indicado inicialmente por el perito y lo que ahora sostiene en la comunicación de 8 de agosto de 2012’ se reitera que en tal comunicación el perito precisó que las cifras presentadas en la comunicación del 8 de agosto replazan las presentadas en el primer informe. Así mismo, las cifras presentadas en este primer informe corresponden a las consignadas en el informe remitido a TGI para comentarios mediante la Comunicación S-2012-002231. Es decir, las cifras definitivas del perito son las presentadas en la comunicación del 8 de agosto. En tal sentido no hay lugar a contrastar las cifras de los dos reportes, ya que para efectos jurídicos las cifras válidas son las presentadas en la comunicación del 8 de agosto de 2012.

Con respecto al testimonio técnico, la recurrente manifiesta que el testigo técnico experto en construcción de gasoductos “depondrá sobre los fundamentos técnicos de esta objeción”. De acuerdo con el objeto de las pruebas explicado anteriormente para el caso de la objeción al dictamen del perito Oleksuk, se establece que este testimonio no es necesario ni pertinente para establecer la existencia de un error grave. En general, no se da cumplimiento al principio de necesidad, entendido como el fundamento probatorio sin el cual no sería posible establecer la existencia de un error grave en un dictamen pericial, lo que hace obligatoria e imprescindible la práctica de esa prueba a fin de determinar la existencia o no de un error grave.

De la misma forma, se determina la impertinencia del testimonio técnico solicitado, toda vez que esto no está dirigido a establecer la existencia de un error grave en el dictamen emitido por el perito, ya que se pretende cuestionar las bases en que se fundó la experticia y el objeto examinado, desconociendo la naturaleza del objeto de la prueba relativa a coadyuvar a la determinación y cuantificación de criterios útiles que puedan ser incorporados a la evaluación de los valores eficientes de las inversiones reportadas por TGI como IFPNI del período tarifario t-1, PNI del período tarifario t e IAC del período tarifario t, de conformidad con la *metodología*.

Por lo anterior no hay lugar a decretar la prueba relacionada con el testimonio técnico solicitado por TGI.

Comentarios y salvedades de TGI

En el documento con Radicado E-2012-00008267 del 29 de agosto de 2012 TGI presentó los siguientes comentarios y salvedades al aparte del dictamen del perito Hopf con el cual se responde la pregunta 1:

“Ahora bien, y en el entendido de que la objeción de TGI será aceptada y por lo tanto no se aplicarán los valores establecidos en la comunicación mencionada anteriormente,

presentamos los comentarios y salvedades pertinentes a las aclaraciones y complementaciones presentadas por el perito:

- Es importante que la CREG en su valoración de las inversiones tenga en cuenta aquellos costos excepcionales que escapan del control del transportador y que no se encuentran contemplados en el modelo establecido por el perito, como es el caso de las conexiones de estaciones de compresión que estaban ubicadas en gasoductos contratados bajo la modalidad BOMT ya que estos exigieron obras adicionales como búnkers, válvulas automatizadas, cerramientos redundantes, accesos, etc.

Una situación que también ameritaría un manejo excepcional es la realización en algunas conexiones que presentan una mayor dificultad a las consideradas por el perito en su cotización, ya que como él mismo lo expresa basado en las fotografías presentadas por TGI 'la instalación de las conexiones muestra tanto pendientes empinadas (elevaciones) como profundidades de entierro mayores a las normales (es decir, mayores a 1, o 1.5 metros). Los costos reales de conexión que excedan las limitaciones del modelo tal vez deban ser manejados como una excepción si así lo permiten las prácticas y la regulación colombianas'.

Además se destaca el comentario del perito en el sentido de que los resultados del modelo no podrían ser extrapolados para aquellas conexiones con diámetros no comerciales (ejemplo: 18" y 22") y que estos costos tal vez deban ser considerados como una excepción, si así lo permiten las regulaciones y prácticas colombianas'.

- Con respecto a la variación de costos de conexiones para derivaciones (*lateral takeoff tie-in*) consideramos que la respuesta del perito al comentario presentado por TGI es insuficiente, los porcentajes de aumento entre conexión en frío y una derivación en caliente establecidos por el perito son muy bajos y no reflejan los costos reales en Colombia. Los servicios de *hot tap* en Colombia son muy costosos por ser muy especializados y por poca oferta.

- Es fundamental, para no incurrir en error, que en la utilización de los valores de conexión establecidos por el perito se tenga en cuenta por parte de la CREG su indexación de acuerdo con las fechas de entrada de operación de los diferentes proyectos en lugar de las fechas de expedición de las resoluciones de aprobación de cargos.

- Finalmente el modelo asume un factor de ubicación de 0,95 para la extrapolación de los resultados obtenidos con los datos de la Costa de Golfo, para Colombia. En los documentos remitidos continúa siendo confusa la forma en que fue obtenido este valor y la forma como ha de aplicarse a los datos para Colombia. Dado que este factor es menor que 1, se presume que su aplicación directa a los costos obtenidos para la Costa del Golfo reduciría los costos para Colombia, lo cual resulta contradictorio comparado con los mayores costos observados por TGI.

Considero que si la CREG tiene en cuenta los comentarios y salvedades anteriormente indicados, especialmente lo relacionado con utilizar como base el dictamen revisado con fecha 4 de julio de 2012 y desestimar la segunda tabla de la comunicación del 8 de agosto de 2012, el peritaje presentado por el Ingeniero Hopf resulta pertinente y útil dentro del trámite del expediente regulatorio'.

De lo anterior se tiene que TGI solicita: i) incorporar en la valoración costos excepcionales derivados de contratos BOMT; ii) incorporar mayores costos derivados de pendientes empinadas; iii) tener en cuenta indexación de acuerdo con las fechas de entrada en operación de los diferentes proyectos en lugar de las fechas de expedición de las resoluciones de aprobación de cargos.

Con respecto a la incorporación de costos excepcionales derivados de contratos BOMT, se aclara que en los cargos regulados se reconocen los costos eficientes de prestación del servicio. Para efectos regulatorios, los costos derivados de contratos entre los agentes no es un asunto a evaluar para efectos de establecer costos eficientes.

En relación con los mayores costos por pendientes empinadas y con la indexación según fechas de entrada en operación de los diferentes proyectos, se anota que estos conceptos se recogen dentro de la valoración de ductos presentada en el Anexo 7 de la presente resolución.

Mediante la Comunicación E-2012-007787 del 15 de agosto de 2012, TGI presentó los siguientes comentarios y salvedades a la parte del dictamen del perito Hopf en la cual se responden las preguntas 6 y 7:

"Tras la lectura del peritaje referente a economías de escala por diámetros y longitudes en la construcción de gasoductos, al igual que las aclaraciones y complementaciones puestas en conocimiento de TGI por medio de la comunicación de la referencia, la Empresa encuentra que, en general, los planteamientos del perito son correctos. Sin perjuicio de lo anterior y el hecho de que al igual que los otros peritos (Ing. Oleksuk e Ing. Lamberson) la CREG exigió a los expertos a desconocer en sus análisis la infraestructura objeto de evaluación en el expediente tarifario, se observa que en este caso en particular, al utilizar la CREG una base de comparación con gasoductos construidos en Colombia, tal vicio de la prueba no lleva a la configuración de un error grave que obligara a TGI a objetar la misma.

Los resultados obtenidos por el perito respecto a las deseconomías de escala en gasoductos de corta longitud, tales como las variantes incluidas en la solicitud tarifaria, coinciden con lo expresado anteriormente por TGI a la CREG.

Siendo así, a continuación se presentan una serie de comentarios y salvedades al trabajo realizado por el Ingeniero Hopf, haciendo claridad de que, en caso de que la CREG no las acoja, la prueba no resultaría pertinente para el proceso y en esa medida se haría necesario subsanar dicho defecto.

a) Sobre la pregunta 6: A partir de su experiencia y de información relevante de gasoductos nacionales o internacionales, cuantificar las economías de escala por longitud que se pueden presentar en la construcción de gasoductos. Esto debe incluir la construcción de gasoductos desde 0,5 kilómetros hasta por lo menos 200 km. Estos resultados se deberán presentar numéricamente, de tal manera que se puedan determinar las diferencias porcentuales en costos unitarios para gasoductos de diferentes longitudes.

1. Para evitar incurrir en un error al aplicar los factores por economías de escala por longitud determinados por el perito, es fundamental que la CREG tenga en cuenta lo esta-

blecido por el perito sobre que el factor (multiplicador atribuible a la longitud de tubería corta) debe ser aplicado sobre la base de proyectos y no, de sus segmentos constitutivos.

Según lo anterior, si la CREG decide incluir en la base de gasoductos de referencia para comparación los tramos del gasoducto de La Sabana, estos deben ser agregados según como fueron construidos (como proyectos) y no considerados de forma independiente en su evaluación de economías de escala por longitud. A continuación se presentan los tramos que se deberían agrupar para la evaluación de las economías de escala por longitud, dado que fueron construidos como parte de un mismo proyecto aun cuando su ejecución haya podido tomar varios años:

(...)

Proyecto	Segmentos Constitutivos	Longitud (km)
Leona-Gachancipá	Leona-Tocancipá y Tocancipá-Gachancipá	8,24
Briceño-Leona	Briceño-Ceramista-Sopó y Briceño-Leona	5,39
Chía-Tenjo	Chía-Tabio y Tabio-Tenjo	15,77
Chía-Cota	Chía-Cota	7,67
Cota-Madrid-Entradas Bogotá	Cota-Calle 80, Calle 80-La Ramada, La Ramada-Funza-Mosquera, Mosquera-Madrid, Cota-Suba y La Ramada-río Bogotá (Calle 13)	32,89
Madrid-Facatativá-Zipacón	Madrid-Facatativá, Talanquera-Bojacá y Bojacá-Zipacón	21,75
Mosquera-Soacha	Mosquera-Soacha	14,52

Adicionalmente a lo comentado en los párrafos previos, vale la pena resaltar que algunos de los proyectos enunciados fueron construidos junto con las secciones correspondientes a una porción de las redes de distribución, lo cual implica que, para efectos de determinación de economías de escala, las longitudes totales de los mismos incluso superan las presentadas en la tabla anterior'.

Sobre lo anterior, se precisa que en la valoración de ductos presentada en el Anexo 7 de la presente resolución se incluye la agrupación de gasoductos propuesta por TGI para el caso de los Gasoductos de La Sabana.

"

2. Con respecto al comentario planteado por TGI sobre la necesidad de que en el caso de las variantes el regulador no descuente el tramo objeto de *by-pass* cuando este no se ha amortizado en su totalidad al no haber completado su vida útil normativa, destacamos la respuesta del perito en el sentido de que 'cualquier regulación de tarifas que inadvertidamente introduzca trabas al adecuado mantenimiento que protege la seguridad pública y la confiabilidad del sistema de entrega, debe ser evitada'; sin embargo, al afirmar que 'El factor de corrección para economías de escala relativas a la longitud ha sido desarrollado para nuevas inversiones planeadas que mejoran la eficiencia, incrementan la capacidad, o añaden clientes, no para grandes reparaciones para la seguridad pública o confiabilidad' estaría induciendo a un error grave por cuanto la construcción de las variantes, debido a su reducida longitud, presenta considerables deseconomías de escala que deben ser reconocidas por el regulador.

En este sentido nos permitimos solicitar respetuosamente que la CREG aplique los resultados del dictamen a las variantes que se encuentran incluidas en la solicitud tarifaria de TGI, so pena de que como se indicó al inicio de este documento, la prueba se torne impertinente para el proceso al no ajustarse a la realidad de la infraestructura objeto de evaluación.

3. Destacamos que el perito reconozca que los Andes y la geografía humana y física de Colombia representan algunos de los desafíos más grandes que la industria de tuberías ha enfrentado, situación que debe ser tenida en cuenta por la CREG en el cálculo de los cargos por transporte; ahora bien, en este punto es preciso insistir que a pesar de las particularidades y retos que representa la construcción de la infraestructura en estas condiciones, la CREG no le permitió al perito utilizar la información de los gasoductos evaluados'.

Sobre lo anterior se precisa que en la valoración de ductos presentada en el Anexo 7 de la presente resolución también se aplica a variantes. De otra parte, ya se indicó que de acuerdo con la *metodología* no hay lugar a utilizar como patrón de comparación la infraestructura objeto de evaluación.

"

b) Sobre la pregunta 7: A partir de su experiencia y de información relevante de gasoductos nacionales o internacionales, cuantificar las economías de escala por diámetro que se pueden presentar en la construcción de gasoductos. Esto debe incluir la construcción de gasoductos desde 4 pulgadas hasta por lo menos 32 pulgadas. Estos resultados se deberán presentar numéricamente, de tal manera que se puedan determinar las diferencias porcentuales en costos unitarios para gasoductos de diferentes diámetros.

4. El perito manifiesta con respecto a los mayores costos que implica utilizar diámetros no comerciales (ejemplo 14", 18" y 22"), que el impacto es sólo en válvulas y accesorios, pero no para la tubería de línea, ya que esta última la fabrican sobre pedido, planteamiento con el que TGI está de acuerdo. Sin embargo, es erróneo plantear que no se debe compensar el mayor valor de las válvulas y accesorios (el cual puede representar un incremento del 0,5% en el costo del gasoducto) por considerarlo no eficiente, cuando precisamente lo ineficiente sería construir un gasoducto de un diámetro mayor al que se requiere en atención únicamente a la disponibilidad de dichos accesorios. De esta manera se llama la atención de la CREG sobre la equivocación contenida en dicho planteamiento.

Considero que, si la CREG tiene en cuenta los comentarios, salvedades y llamados de atención anteriormente indicados, el peritaje presentado por el Ingeniero Hopf resulta pertinente y útil dentro del trámite del expediente regulatorio'.

Las anteriores inquietudes se le plantearon al perito Hopf, quien las analizó dentro del informe final del dictamen pericial.

Mediante la Comunicación E-2012-008308 del 30 de agosto de 2012, TGI presentó los siguientes comentarios y salvedades al aparte del dictamen del perito Hopf mediante el cual se responde la pregunta 8.

• TGI destaca y comparte el comentario del perito en el sentido de que ‘La metodología de la CREG no necesita, en este momento, compensar por las ventajas o desventajas de instalar líneas en los corredores existentes, ya que su utilización no es obligatoria y los corredores no se han desarrollado en Colombia hasta el punto en que importantes ventajas en los costos de construcción estén disponibles’, puesto que las condiciones en las cuales actualmente se construyen gasoductos con derecho de vía compartido en Colombia difieren notablemente con respecto a las consideradas por el perito en la cuantificación de los ahorros que se podrían generar. Tal como el mismo perito lo manifiesta ‘Las ventajas de ahorro de costos para un derecho de paso compartido asumen que el nuevo gasoducto o bucle se puede instalar por lo menos a 12 metros de todas las líneas existentes. Mi mejor estimación de los ahorros perdidos, si la distancia de separación se reduce sería que a los 6 metros, las ventajas de costo se perderían debido a la excavación más lenta, la doble manipulación de los despojos, y la revisión adicional de la ubicación de las líneas existentes’.

• El perito afirma que en su análisis no consideró la construcción de segmentos de tubería en un ancho limitado de espacio, por lo tanto TGI reitera que estos costos deberían ser reconocidos por la CREG; la construcción en terrenos angostos (lomos angostos) implica dificultades adicionales, que hasta el momento no han sido tenidas en cuenta en los análisis presentados por los diferentes peritos. TGI reitera lo solicitado en la comunicación del 2 de agosto de 2012⁴³ sobre la inclusión dentro de la definición del factor de Terreno Extremo, de lomos angostos donde el espacio disponible sea igual o inferior a 6 metros respecto a las líneas existentes.

• El concepto del perito no incorpora algunos factores identificados por TGI durante la ejecución de los proyectos, los cuales ocurren simultáneamente teniendo un mayor impacto en los costos. La incertidumbre sobre el reconocimiento de estos costos es mayor, teniendo en cuenta que no es claro cómo los va a considerar y valorar la CREG.

• Con respecto a la siguiente fotografía presentada por TGI en el Anexo 1, sobre la cual el perito manifestó que se ‘muestra la oruga trabajando sobre la línea existente de petróleo crudo (rojo) y la línea de gas de TGI (negro) para instalar un nuevo bucle de línea de gas (azul) sin necesidad de la protección de plancha de acero’, vale la pena aclarar que en este caso se generaron costos adicionales a TGI, no reconocidos, asociados a la construcción de coberturas requeridas para la protección del oleoducto de Ocesa y la línea existente de gas en aquellos sitios donde la profundidad fuera inferior a 1.8 metros.

(...)

• No estamos de acuerdo con el perito cuando afirma que ‘generalmente un corredor compartido reduce el número de cruces necesarios de la tubería’, ya que el número de cruces aumenta en la medida en que el tubo nuevo tenga que hacer frecuentes cambios de rumbo debido a restricciones de topografía, ambientales o de construcciones. Esto implica mayores costos de construcción.

• Tal como el mismo perito lo afirma, no han sido cuantificados los costos adicionales de movilizar el Ejército Nacional de Colombia para la vigilancia y protección de las zanjas abiertas, los cuales por ser una condición especial de seguridad que se presenta en nuestro país, deberían ser incluidos por la CREG en el cálculo de los cargos.

Considero que, si la CREG tiene en cuenta los comentarios y salvedades anteriormente indicados, el peritaje presentado por el Ingeniero Hopf resulta pertinente y útil dentro del trámite del expediente regulatorio”.

De lo anterior se entiende que TGI plantea la existencia de aspectos, tales como lomos angostos y coberturas para protección de ductos, que no se recogen en los valores estimados por el perito. Sobre el particular se anota que la valoración de ductos presentada en el Anexo 7 de la presente resolución incorpora elementos que mitigan incertidumbres en la valoración de algunas de las variables que afectan el costo total.

IV. Análisis de las peticiones de los recurrentes

En esta sección se analizan las peticiones de cada recurrente.

a) Peticiones de Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.

A continuación se analizan simultáneamente la primera petición y la petición subsidiaria presentada por la recurrente, dado que ambas se refieren al cargo estampilla principal.

1. Frente a la petición de mantener el cargo estampilla principal

y

2. Frente a la petición subsidiaria de mostrar los estudios de beneficio/costo que soportan la decisión de eliminar la estampilla principal

Sobre la estampilla que menciona la recurrente, conviene indicar que en la Resolución CREG 125 de 2003 se estableció un cargo denominado “cargo estampilla gasoductos principales”. Este cargo estampilla remunera el 10% del valor eficiente de la inversión de los gasoductos que en la Resolución CREG 125 de 2003 se denominaron “principales”. El 90% de la inversión se remunera a través de cargos por distancia.

En los cargos adoptados con base en la metodología, el 100% del valor de la inversión eficiente de los gasoductos “principales” se remunera a través de cargos por distancia. Es decir, en los cargos adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 no se estableció la estampilla principal de tal manera que el 100% de la inversión en gasoductos “principales” se remunera a través de cargos por distancia.

La recurrente solicita que “se mantenga el cargo estampilla principal para no afectar a los usuarios ya conectados al sistema...” y presenta los siguientes argumentos para sustentar su petición:

“La regulación de remuneración a la actividad de transporte de gas para el sistema del interior contenida en la Resolución número 125 de 2003, incorporaba un cargo denominado Estampilla Principal, que pagaban la totalidad de los usuarios del sistema y remuneraba el 10% de la inversión de los gasoductos principales del interior. Este cargo estampilla se adoptó con el propósito de hacer que el gas fuera competitivo en aquellas poblaciones más alejadas de los campos, como parte de un programa de masificación del gas natural y como mecanismo para viabilizar la prestación del servicio en los extremos más alejados de los campos. Por lo tanto, la señal de precio consideraba la existencia de este cargo que distribuye el 10% de la inversión total del sistema entre la demanda de los gasoductos principales permitiendo extender las coberturas e incrementar la demanda.

Desde la aprobación de los cargos de transporte en el año 2003 hasta la fecha, las empresas distribuidoras de gas han llevado a cabo ambiciosos programas de inversión, llevando el gas a más de cinco millones setecientos mil usuarios, de los cuales más de cinco millones seiscientos mil son residenciales. Las coberturas de gas de las empresas distribuidoras se han incrementado en un 22% desde el año 2000 y las poblaciones atendidas en un 196%. En la Región Pacífica, particularmente, ubicada en el extremo del sistema, el número de usuarios de gas se ha incrementado en un 477% desde el año 2000, respondiendo a una tasa de crecimiento anual de 19%. Si se considera solamente la demanda comercial e industrial del interior, esta ha crecido en la década un 395% respondiendo a un ritmo de crecimiento anual de 17%. También se destacan el número de vehículos convertidos y la demanda de GNV, que en la década, aumentó un 690% con una tasa de crecimiento anual de 23%.

Estos nuevos usuarios y los incrementos de consumo responden a las señales de precio de la regulación, dentro de las que se incluyen los cargos de transporte que enfrentan los diferentes mercados. Por lo tanto, los usuarios que decidieron sustituir a gas natural consideraron las señales de precios de la CREG para tomar decisiones de conversión, sustitución, localización y consumo.

La eliminación de la estampilla principal implica que los usuarios y la demanda ya conectada en algunas regiones, tendrá que enfrentar precios mayores por el efecto del cambio regulatorio. De esta forma, la CREG está alterando las señales iniciales de precio y las reglas de juego para la demanda ya conectada que, en las regiones afectadas, tendría que pagar mayores precios incidiendo negativamente en la competitividad del combustible. La modificación en la política regulatoria tiene un impacto considerable para los usuarios de los mercados relevantes atendidos por Alcanos de Colombia S.A. E.S.P. en los departamentos de Huila, Tolima y Cundinamarca, como se ilustra en las siguientes tablas:

(...)

la eliminación de la estampilla principal implica que los usuarios atendidos por Alcanos de Colombia S.A. E.S.P., asumirán un incremento adicional de 7% si el gas proviene de Ballena y de 6% si el gas proviene de Cusiana (pareja de cargos 100% capacidad) frente a los incrementos que observarían si se mantiene el cargo estampilla principal.

Una situación similar se presenta con los usuarios ubicados en el departamento del Cauca y Caldas y, con la totalidad de los usuarios de esta región del país...

La modificación del esquema regulatorio tiene las siguientes implicaciones:

– La competitividad del gas natural se ve seriamente afectada con lo cual se compromete el potencial de crecimiento del sector.

– La demanda ya conectada verá impactada su estructura de costos, afectando su productividad y competitividad. Esto implica que se golpea directamente el sector real de la economía en el sur del país.

– Los usuarios que tomaron decisiones de sustitución a gas o aquellos que realizaron nuevas inversiones y aún no han amortizado sus activos, verán afectadas sus condiciones de recuperación de inversión.

– La demanda de gas natural es elástica en todos los segmentos pero, altamente elástica en el sector industrial. Este cambio en las reglas de juego incidirá en las decisiones de consumo de la demanda ya conectada con lo cual:

– Se compromete la recuperación de la inversión de los activos hundidos del sistema; particularmente las inversiones de distribución.

– Desde el punto de vista del sector real de la economía, se incurriría en ineficiencia económica puesto que los usuarios conectados a gas tendrían que reinvertir para convertirse a otro sustituto más competitivo. De esta forma, se multiplica la inversión afectando la eficiencia del aparato productivo del país.

– Las contracciones de la demanda asociadas a los incrementos de precios implicarán cargos mayores para el mercado medio que continúe consumiendo gas natural en el futuro. Esto afecta la eficiencia económica y bienestar del consumidor y particularmente de nuestros usuarios regulados.

Igualmente, queremos llamar la atención sobre el impacto que esta política regulatoria tiene sobre las poblaciones que actualmente se atienden a través de la figura de gasoducto virtual y para las cuales existen planes de conexión a través de gasoductos físicos. En el caso de poblaciones ya atendidas, el gas pierde significativamente su competitividad poniendo en riesgo la recuperación de la inversión del distribuidor y las inversiones que realizaron los usuarios en conexión, instalación interna y gasodomésticos. Para las que aún no cuentan con conexiones, se compromete la viabilidad de los proyectos de cobertura, algunos ya presentados ante la CREG. En particular, los mercados afectados y atendidos por Alcanos son municipios del Cauca, incluidos Popayán y Piendamó, y las coberturas en el departamento de Nariño, incluido Pasto, afectando significativamente el potencial de crecimiento del sector y el principio de cobertura universal de los servicios públicos. Los diferentes casos se exponen a continuación:

– Popayán: El municipio de Popayán cuenta con un total de 57.458 predios, de los cuales los predios anillados ascienden a 51.979; de estos se han conectado al servicio 24.204 con una cobertura del 46,5%. Se pone en riesgo la conexión a 27.775 usuarios y la extensión del servicio a 5.479 usuarios no anillados.

⁴³ Respuesta Comunicación CREG 2012-BUC-006926 recibida el 30 de julio de 2012. Dictámenes periciales rendidos por Calvin Peter Oleksuk y Frank Gregory Lamberson—Objección parcial por error grave.

– Piendamó: El municipio de Piendamó cuenta con un total de 4.324 predios, de los cuales se han anillado 2.729; con servicio hay 850, con una cobertura de servicio del 31.11%. La cobertura potencial por atender es de 1.595 usuarios, y la extensión del servicio a 1.598.

– También es importante destacar que el Gasoducto Cali-Popayán se encuentra en construcción y estará listo para operación en aproximadamente 15 días. Esto implica que los aumentos tarifarios en el sistema transporte de TGI pueden comprometer seriamente la recuperación de esta inversión.

– Por otra parte, es importante mencionar que la viabilidad de coberturas en Nariño puede verse seriamente comprometida. Como es de conocimiento del regulador, se aprobaron cargos de distribución y comercialización para el municipio de Pasto y la empresa se encuentra en el proceso de adelantar las inversiones para hacer viable la prestación del servicio. Sin embargo, los incrementos en los cargos de transporte y el cambio de metodología que elimina la estampilla principal hacen que el gas pierda competitividad, con lo cual se arriesga la viabilidad de extender el servicio a esta población.

Es importante destacar que este tipo de modificaciones metodológicas deberían sustentarse en análisis de impacto y de beneficio/costo por parte de la regulación. Estos estudios no se encontraron en el Documento número 085 de 2011 y, en consecuencia, no son claros los beneficios que percibe el regulador con el cambio metodológico. Del análisis de la CREG, no es factible determinar los efectos del cambio a futuro sobre la productividad económica y el bienestar del consumidor.

Para el sector real de la economía y, para los usuarios en general, es necesario que la regulación mantenga un grado razonable de estabilidad metodológica en materia de señales de precios. Por lo tanto, se solicita que la CREG considere que la demanda tomó decisiones con base en las señales regulatorias y que, un cambio en estas señales, compromete inversiones que el sector real de la economía realizó durante el periodo anterior. Igualmente, se solicita a la CREG tener en cuenta que las empresas distribuidoras realizaron considerables inversiones que se amortizan en periodos largos y que, contracciones de demanda, pueden comprometer la recuperación de la inversión y la tasa de retorno de capital esperado. Si bien los agentes, bajo el esquema regulatorio vigente, asumen riesgos de demanda y aquellos que son propios de la actividad comercial, estas contracciones se asociarían a una determinación del regulador y no a un riesgo de gestión comercial del mercado o a cambios en los ciclos económicos del país.

(...)

Si la CREG resuelve mantener la modificación, solicitamos que se muestren los estudios de beneficio/costo que soportan la decisión mostrando los impactos que sobre la demanda de gas, la productividad económica y el bienestar de los consumidores tiene la eliminación del cargo estampilla principal para el agregado del sistema”.

En resumen, la recurrente plantea que la eliminación de la estampilla implica que los usuarios deban pagar mayores precios por el gas natural y esto incrementa el riesgo de demanda en las actividades desarrolladas por la recurrente. Así mismo, la recurrente solicita que no se elimine el cargo estampilla principal y, en síntesis, expone los siguientes argumentos puntuales para que se mantenga la estampilla principal:

1. La estampilla principal aprobada en 2003 se adoptó con el propósito de hacer que el gas fuera competitivo en poblaciones alejadas de los campos, y como mecanismo para viabilizar la prestación del servicio en los extremos más alejados de los campos.

2. Desde el año 2003, cuando entraron en vigencia los cargos que incluyen la estampilla principal, se ha aumentado de manera importante la cobertura del servicio de gas, incluyendo el gas natural vehicular y aquellas zonas ubicadas en el extremo del sistema, como la región del Pacífico.

3. La eliminación de la estampilla hace que el gas natural pierda competitividad y compromete la viabilidad de los proyectos previstos para ampliar la cobertura del servicio

4. Al eliminar la estampilla principal la CREG está alterando las señales iniciales de precio y las reglas de juego para la demanda ya conectada.

5. La eliminación de la estampilla principal implica incrementos del 6% al 7% para los usuarios atendidos por la recurrente, frente a los incrementos que se observarían si se mantiene el cargo estampilla principal, lo cual afecta la competitividad del gas.

Sobre el riesgo de demanda debe indicarse que en general, en Colombia, de acuerdo con la regulación vigente, los agentes de la cadena de prestación del servicio público domiciliario de gas natural asumen el riesgo de demanda durante el periodo tarifario. Consecuentemente, este riesgo es incorporado en las tasas de descuento utilizadas para establecer los cargos regulados. En tal sentido, un eventual riesgo de demanda, atribuible a la eliminación del cargo estampilla principal, no es argumento suficiente para justificar que se mantenga el cargo estampilla como lo solicita la recurrente.

A continuación se analizan y resuelven los argumentos puntuales de la recurrente, resumidos antes de uno (1) a cinco (5), para que se mantenga la estampilla principal.

Con respecto al primer argumento, relacionado con el propósito con el cual se estableció la estampilla principal aprobada en 2003, es pertinente considerar el siguiente aparte del documento soporte de la Resolución CREG 013 de 2003 (Documento CREG 014 de 2003), por la cual se establecieron los cargos regulados para el sistema de transporte de Ecogás:

“4.2 Estructura de Agrupación de Gasoductos

Se propone considerar una agrupación y estructura tarifaria tal que se presenten las menores variaciones tarifarias para todos los usuarios del Sistema de Transporte. Se ha encontrado que la agrupación y estructura tarifaria que mejor cumple con lo anterior, sin comprometer la señal de distancia, es la siguiente:

- Tarifa estampilla para todos los gasoductos ramales.
- Tarifa estampilla para el 10% de la inversión correspondiente a gasoductos principales.
- Tarifas por distancia para el 90% de la inversión correspondiente a gasoductos principales.

Lo anterior no incluye el tramo Morichal-Yopal y Ramales de Boyacá y Santander. Para estos gasoductos se propone establecer tarifa independiente tal como está aprobado actualmente. De otra parte, el tramo Mariquita-Neiva se divide en dos partes a saber: Mariquita-Gualanday (incluyendo Montañuelo-Gualanday) y Neiva-Gualanday”.

De acuerdo con el anterior texto, la estampilla principal, o estampilla correspondiente al 10% del valor de la inversión en gasoductos principales, hace parte de la agrupación y estructura tarifaria adoptada de tal forma que se presentarán, en su momento, las menores variaciones tarifarias para todos los usuarios del sistema de transporte.

De lo anterior se deduce que el objeto de la estampilla principal era contribuir a que, en su momento, se presentaran las menores variaciones tarifarias para todos los usuarios. De esto no podría concluirse que, desde el punto de vista regulatorio, la estampilla principal se adoptó con el propósito de hacer que el gas fuera competitivo en poblaciones alejadas de los campos, y como mecanismo para viabilizar la prestación del servicio en los extremos más alejados de los campos, como lo anota la recurrente.

En el segundo y tercer argumento se da a entender que el objetivo de aumentar la cobertura del servicio debe primar sobre las señales de eficiencia en transporte. Sobre el particular debe decirse que, de acuerdo con los criterios tarifarios establecidos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, corresponde a la CREG establecer fórmulas tarifarias que reflejen los costos eficientes de prestar el respectivo servicio. En el caso de la actividad de transporte de gas, y dada su configuración radial, la CREG ha introducido gradualmente la señal de distancia como una buena aproximación de costos eficientes en la prestación del servicio. La gradualidad es una medida para mitigar posibles impactos sobre los agentes.

Los cargos adoptados con base en la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000 introdujeron cierto nivel de estampilla para los gasoductos principales, o “red tipo I” como se define en *metodología*, en algunos sistemas de transporte. En los cargos adoptados con base en la *metodología* se eliminó ese nivel de estampilla como medida para mejorar la aproximación a costos eficientes en la prestación del servicio. Esta última medida se plasmó en el documento soporte de la Resolución CREG 126 de 2010⁴⁴ en los siguientes términos:

“... con la propuesta se quiere fortalecer los incentivos económicos que conduzcan al emprendimiento de proyectos donde no se presenten desequilibrios de escala y se deriven asignaciones en las cuales los consumidores elijan los energéticos más eficientes desde el punto de vista económico, sin distorsión de precios.

(...)

En tal sentido, esta entidad encuentra conveniente que en el transcurso del nuevo periodo tarifario se reduzcan gradualmente las diferencias en los grados de estampillamiento existentes en los gasoductos “tipo I” entre los diferentes sistemas de transporte de gas natural. Lo anterior sin afectar la estampilla de los gasoductos “tipo II”.

Lo anterior está en concordancia con la política planteada desde los inicios de la masificación del gas en el país. Por ejemplo, una de las estrategias planteadas para incrementar el consumo fue “acercar los precios a los costos reales de producción y prestación de los servicios. De esta forma se racionalizará el consumo de los diferentes energéticos y el consumo nacional se acercará a una balanza energética óptima en términos económicos”⁴⁵.

Así, se concluye que desde el punto de vista regulatorio la cobertura también debe estar sujeta a la eficiencia de que trata la Ley 142 de 1994. Es impreciso dar a entender que la cobertura del servicio está separada de una señal de eficiencia en la prestación del servicio de transporte, como parece indicarlo la recurrente.

Con relación al cuarto argumento, relacionado con un posible cambio de reglas, se debe indicar que la Ley 142 de 1994, artículo 126, establece un límite en el tiempo para la vigencia de las fórmulas tarifarias, de cinco años, antes de los cuales solamente puede ser modificada en los eventos expresamente señalados en esta norma. Adicionalmente, en tratándose de fórmulas tarifarias, el artículo 127 de esta misma ley prevé expresamente la posibilidad de modificarlas cada cinco años. En otros términos, las fórmulas tarifarias tienen un periodo de estabilidad de cinco años, pasado el cual, es posible modificarlas.

De otra parte, tanto en la doctrina extranjera como en la nacional, a partir del estudio de la jurisprudencia de las altas cortes, se concluye que la modificación de los actos de carácter general siempre es posible, lógicamente hacia el futuro.

De *Laubadère, Venecia y Gaudemet* (“*Traité de Droit Administratif, Tome I, número 780. LGDJ. Paris 1984*”), exponen:

“a) Respecto de los reglamentos el retiro-abrogación es siempre posible. Todo reglamento administrativo puede ser siempre modificado o abrogado por la autoridad que lo ha proferido (jurisprudencia constante: ver por ejemplo: C.E.17 de marzo de 1911, *Blanchet, página 322*). Aun cuando en el reglamento se ha adoptado una cierta duración, el mismo puede ser modificado antes de la expiración de este plazo (C.E. 25 de junio de 1994 *Syndicat Meuniere D. 1955, 49, concl. J. Donnedieu de Vabres; cf Galabert et Gentot chron, Jur. A.J.D.A. 1961.74*)”.

Así mismo, a nivel constitucional se ha reconocido que la facultad de regular debe tener en cuenta la evolución del sector, por lo que la normativa que se expida en ejercicio de esta atribución tiene un carácter flexible y dinámico, sujeto a los principios y criterios previstos en materia tarifaria, así como de la prestación de los servicios públicos domiciliarios, frente a lo cual se ha expuesto:

“Adicionalmente, la regulación es una actividad continua que comprende el seguimiento de la evolución del sector correspondiente y que implica la adopción de diversos tipos de decisiones y actos adecuados tanto a orientar la dinámica del sector hacia los fines que la justifican en cada caso como a permitir el flujo de actividad socioeconómica respectivo. La función de regulación usualmente exige de la concurrencia de, a lo menos, dos ramas del poder público y es ejercida de manera continua por un órgano que cumple el régimen de regulación fijado por el legislador, que goza de una especial autonomía constitucional o independencia legal, según el caso, para desarrollar su misión institucional y cuyo ámbito de competencia comprende distintos tipos de facultades”⁴⁶.

Así mismo, las modificaciones regulatorias adoptadas por la Comisión parten del cumplimiento de los presupuestos del principio de confianza legítima, toda vez que estas se basan en criterios objetivos previstos en la Constitución Política, así como en la Ley 142 de 1994, en la medida que las situaciones jurídicas, en este caso, relativas al esquema de la

⁴⁴ Documento CREG 100 de 2010, numeral 3.2.7, página 110.

⁴⁵ Documento CONPES 2571 de 1991.

⁴⁶ Corte Constitucional, Sentencia C-150 de 2003.

estampilla previsto en la Resolución CREG 001 de 2000, no tienen un carácter perpetuo, por lo que son situaciones modificables.

Se concluye de lo anterior que el hecho de que los cargos adoptados con base en la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000 hayan incorporado un determinado esquema de estampilla, no impide que la CREG, en ejercicio de su facultad regulatoria, pueda modificar el esquema de estampilla que regirá para el siguiente periodo.

En consecuencia, es imprecisa la afirmación de la recurrente en el sentido de que la eliminación de la estampilla de gasoductos principales altera las señales iniciales de precio y las reglas de juego para la demanda ya conectada.

Con respecto al quinto argumento, relacionado con incrementos tarifarios y competitividad del gas, conviene señalar:

i) Mediante la Resolución CREG 119 de 2011 la Comisión aprobó una opción tarifaria para definir los cargos máximos de prestación del servicio de transporte. Esta opción tarifaria permite que el transportador aplique gradualmente los incrementos que se puedan presentar en los nuevos cargos de transporte;

ii) De acuerdo con los criterios tarifarios establecidos en la Ley 142 de 1994, la regulación de la CREG debe propender por la eficiencia económica. Ya se indicó que para el caso de la actividad de transporte de gas se adoptó la distancia como medida para mejorar la aproximación a costos eficientes en la prestación del servicio. Esta medida es consistente con aquellas adoptadas por la CREG al momento de regular el servicio público domiciliario de gas licuado del petróleo, GLP, sustituto del gas natural. En tal sentido, la competitividad del gas, entendida como los precios del gas frente a otros energéticos sustitutos, está sujeta a la eficiencia económica incorporada en la regulación.

De lo anterior se concluye que con respecto a las estampillas en transporte de gas la CREG se ha sujetado a los criterios de ley, y ha aplicado mecanismos de gradualidad para mitigar impactos en los agentes.

Por las anteriores razones los argumentos de la recurrente no pueden prosperar, y por lo tanto no hay lugar a modificar el esquema de estampilla incorporado en los cargos adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011.

A continuación se analizan simultáneamente la segunda y tercera petición presentada por la recurrente, dado que ambas se refieren a las demandas de gas consideradas en el cálculo tarifario.

3. Frente a la petición de revisar la totalidad de las demandas de capacidad y volumen de gas asociadas al sector termoeléctrico

y,

4. Frente a la petición de revisar la proyección de demanda de capacidad del distribuidor comercializador y de usuarios no regulados, e incorporar nuevas demandas contratadas

Sobre la demanda térmica la recurrente anota, entre otros aspectos, los siguientes:

“... con la información disponible, tanto en el expediente como en los anexos del Documento número 085 de 2011, no es factible determinar ni las capacidades ni los volúmenes presentados por TGI para el sector termoeléctrico. Sin embargo, la Circular número 73 de 2010 muestra la demanda de capacidad solicitada por el transportador y la capacidad contratada por el sector termoeléctrico...”

Las caídas en la demanda son significativas para la mayoría de los gasoductos y, en particular, para los tramos Barranca-Sebastopol, Sebastopol-Vasconia y Vasconia-Mariquita. Las proyecciones conservadoras no encuentran justificación en el expediente tarifario. Consideramos que asumir una contracción absoluta de demanda por parte de las térmicas es desacertado, más aun cuando el sistema efectuó inversiones significativas en ampliación de capacidad y, el transportador propone ampliar aún más la capacidad de algunos gasoductos como se analizará posteriormente.

(...)

Además debe tenerse en cuenta:

– Que no todas las térmicas del país pueden respaldar sus obligaciones de energía firme solamente con líquidos.

– Que la logística de suministro de líquidos para la totalidad de las plantas puede comprometer el despacho termoeléctrico durante los periodos de hidrología crítica.

– Que algunas plantas y, particularmente la que utiliza jet fuel, difícilmente podrán contratar en firme el combustible líquido para respaldar obligaciones.

– Que las plantas pueden contratar gas interrumpible de forma tal que despachen cuando el precio de bolsa les permita cubrir sus costos marginales.

– Que la regulación prevé contratos de OCG y firmeza condicionada que viabilizan la contratación de suministro de los agentes térmicos.

– Que el regulador permitió que los termoeléctricos pacten libremente los cargos de transporte lo cual viabiliza el respaldo para cubrir obligaciones con gas natural.

– Que el gobierno y la CREG, que tiene como responsabilidad garantizar una oferta suficiente y eficiente de gas natural, han propuesto reformas a la comercialización de gas para propender por una mayor oferta por parte de los productores.

La totalidad de estos factores debe considerarse al proyectar la demanda termoeléctrica. Si se mantiene el supuesto de que ningún contrato termoeléctrico será renovado y las demandas, tanto de capacidad como de volumen no incorporan demanda térmica, la regulación estaría permitiendo una renta al transportador cuando:

– Se presenten contratos de capacidad o de volumen por parte de las plantas tanto en firme como en interrumpible.

– Se transporten volúmenes a través de transporte ocasional.

Una proyección de demanda significativamente castigada y conservadora implica eliminar la totalidad del riesgo comercial al transportador y, trasladar mayores costos a la demanda no termoeléctrica, que tendrá que asumir la totalidad de los costos de inversión (incluidas las ampliaciones) y de AOM en el sistema de transporte de gas.

Por lo tanto, se solicita a la CREG revisar la totalidad de las demandas de capacidad y volumen de gas asociadas con el sector termoeléctrico y, de no efectuar ajustes, justificar debidamente los supuestos de contracción para las diferentes plantas del interior del país”.

Con respecto a la demanda no térmica la recurrente anota, entre otros aspectos, los siguientes:

“Si bien las proyecciones de demanda de la Resolución número 110 de 2011 no permiten desagregar los consumos por tipo de remitente, con base en la información de demanda aprobada por el regulador y la contenida en la Circular número 73 de 2010, se puede analizar el comportamiento de la demanda de capacidad asumida por el transportador...”

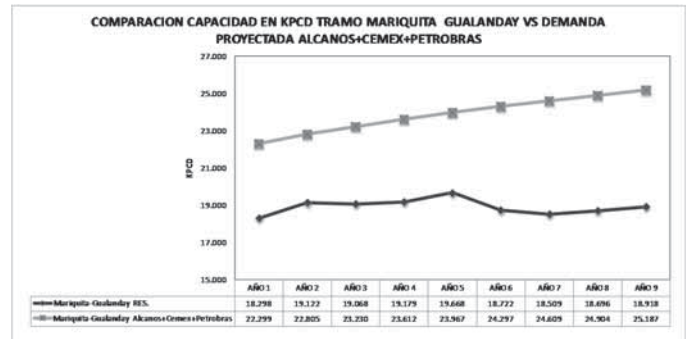
Como se puede observar, la proyección asume caídas en la demanda a partir del año 6 para la mayoría de los tramos y, de ahí en adelante, un estancamiento de la demanda tanto de capacidad como de volumen con excepción del tramo la Belleza-Vasconia. Este comportamiento es totalmente conservador pues implica que no se espera ningún crecimiento sectorial, supuesto contrario a las proyecciones del comportamiento general de la economía. De esta forma, el transportador procura amortizar la totalidad de las inversiones y las ampliaciones de capacidad del sistema, con base en los usuarios no térmicos conectados actualmente, encareciendo significativamente el costo de prestación del servicio. De presentarse un comportamiento más acorde con lo esperado en el país en materia de crecimiento económico, la tarifa aprobada estaría permitiendo una renta a este agente, sacrificando el bienestar de los consumidores, la productividad del sector real de la economía y la competitividad de la industria nacional.

2.3 Gasoducto Mariquita-Gualanday

Para el caso del Gasoducto Mariquita-Gualanday contamos con información más precisa por pertenecer al área de influencia de nuestro mercado. La siguiente tabla muestra el comportamiento de la demanda de acuerdo con la información del expediente tarifario.

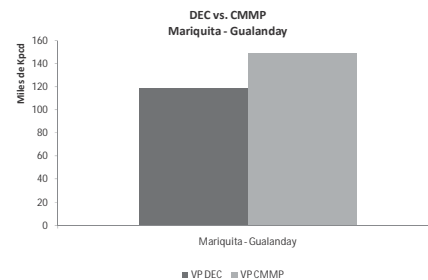
Demanda esperada de capacidad Mariquita Gualanday																				
Tramo o Grupo de Gasoductos	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
Demanda Esperada de Capacidad (KPCD)																				
TGI	17.316	19.122	19.068	19.179	19.668	18.722	18.509	18.696	18.978	19.158	19.158	19.158	19.158	19.158	19.158	19.158	19.158	19.158	19.158	19.158
CREG	18.298	19.122	19.068	19.179	19.668	18.722	18.509	18.696	18.978	19.158	19.158	19.158	19.158	19.158	19.158	19.158	19.158	19.158	19.158	19.158
Contratada	18.298	18.033	12.470	12.470	12.468	8.850	8.987	9.114	9.308	9.495	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96

Como se puede observar, tanto la proyección del transportador como la aprobada por la CREG, muestran un estancamiento de la demanda. Sin embargo, de acuerdo con nuestra información de mercado y comercial, el comportamiento de la demanda sería sustancialmente distinto como se ilustra en la siguiente gráfica considerando los consumos actuales de dos usuarios importantes conectados al sistema:



La gráfica muestra cómo la proyección del transportador, aprobada por la CREG, presume un estancamiento de la demanda del distribuidor comercializador y la contracción de la demanda de usuarios no regulados. Este comportamiento, que afecta significativamente la tarifa del tramo, no ha sido explicado por el transportador ni se ha fundamentado en un estudio del mercado.

Como se observa en la siguiente gráfica, la proyección implica que existirá un excedente de capacidad en el gasoducto para el cual, además, se presentan proyectos de inversión de ampliación de capacidad.



Por otra parte, es necesario destacar que Alcanos ha solicitado al transportador capacidad adicional que no se incorporó en las proyecciones:

– Solicitud capacidad de transporte adicional a la contratada de 500 KPCD del tramo Mariquita-Gualanday de la cual nos aprobaron 500 KPCD hasta el 2015.

– A partir de julio de 2015 se solicitó una capacidad adicional de 200 KPCD hasta el 2020 de los cuales fueron asignados 200 KPCD.

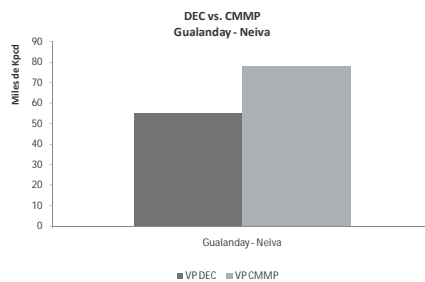
Con base en lo anterior, solicitamos una revisión de la proyección de la demanda de capacidad que considere un estudio de mercado que analice, particularmente, el comportamiento de la demanda del distribuidor comercializador y de los usuarios no regulados del tramo. Igualmente, que se incorporen las demandas contratadas no contempladas en la proyección aprobada por la Resolución número 110 de 2011.

Queremos, sin embargo, notar que así como se presenta el caso en este gasoducto en particular, otros tramos de gasoducto pueden verse en situaciones similares afectando significativamente las tarifas de los usuarios de gas natural. Como se ilustra, es necesario que las proyecciones de demanda estén debidamente soportadas en estudios de mercado y sean acordes con supuestos macroeconómicos razonables.

2.4 Gasoducto Gualanday-Neiva

En el caso de este gasoducto, se solicitó una capacidad de transporte adicional a la contratada de 4.000 KPCD de los cuales fueron aprobados solamente 2.000 KPCD hasta el 2015, a partir de julio de 2015 se solicitó una capacidad adicional de 9.400 KPCD hasta el 2020 de los cuales fueron asignados 5.800 KPCD. Estas nuevas capacidades no se encuentran incorporadas en la proyección de demanda aprobada por la Resolución número 110 de 2011. Por lo tanto, se solicita ajustar la proyección.

Es importante mencionar que la solicitud no fue totalmente atendida a pesar de que el gasoducto cuenta con capacidad excedentaria como se ilustra en la siguiente gráfica:



De acuerdo con TGI la solicitud no puede ser atendida por restricciones en otros tramos del sistema”.

La anterior exposición se puede resumir en dos puntos: i) la recurrente cuestiona los supuestos y soportes utilizados por TGI para establecer la proyección de demanda tanto del sector termoelectrico como del sector no termoelectrico; y ii) la recurrente plantea que en los Gasoductos Mariquita-Gualanday y Gualanday-Neiva hay nueva información de demanda que debería incluirse en las proyecciones de demanda para efectos tarifarios.

Con respecto al primer punto se deben considerar las siguientes disposiciones, establecidas en la *metodología*:

“**Artículo 9º. Demandas Esperadas de Capacidad y de Volumen.** La Demanda Esperada de Capacidad – DEC_t – y la Demanda Esperada de Volumen – DEV_t – se determinará de conformidad con lo dispuesto a continuación:

a) El transportador reportará las Demandas Esperadas de Capacidad y de Volumen para cada tramo o grupo de gasoductos, sin considerar las demandas de los proyectos que forman parte de las IAC. Estas demandas deberán estar debidamente soportadas con criterios técnicos objetivos tales como escenarios macroeconómicos, infraestructura prevista, análisis de mercado, contratos firmes de transporte vigentes para el Periodo Tarifario t, etc.

(...)

b) Una vez se inicie el trámite administrativo tendiente a resolver la solicitud tarifaria, el Director Ejecutivo de la CREG publicará, mediante circular, las Demandas Esperadas de Capacidad y de Volumen reportadas por el transportador, así como la capacidad total contratada declarada por el agente;

c) Durante los quince (15) días hábiles siguientes a la publicación de la circular de la CREG, los terceros interesados podrán enviar preguntas y comentarios a la CREG en relación con las proyecciones de demanda del transportador. De estas preguntas y comentarios se dará traslado al transportador para que, en un término máximo de quince (15) días hábiles siguientes al recibo, responda las preguntas y se pronuncie sobre los comentarios, en documento que deberá presentar a la CREG dentro de este último plazo;

d) La CREG analizará la información mencionada en los literales a) y c) de este numeral, la confrontará con la disponible en la Comisión y podrá exigir explicaciones al transportador, de acuerdo con los elementos de juicio que tenga a su disposición.

Así mismo, la CREG podrá decretar pruebas dentro del proceso tarifario para evaluar las proyecciones de demanda reportadas por el respectivo agente. De ser necesario, la CREG exigirá que se ajuste la proyección de demanda;

e) En todo caso, no se admitirán Demandas Esperadas de Capacidad y de Volumen inferiores a aquellas que resulten de aplicar el Factor de Utilización Normativo que se define en el numeral 9.1 de la presente resolución;

f) Las demandas resultantes de los análisis previstos en los literales d) y e) de este numeral corresponderán a las variables DEC_t y DEV_t , y serán la base para el cálculo de los cargos de transporte”.

Las anteriores disposiciones establecen el procedimiento que debe seguir la Comisión para determinar las demandas que se utilizan en el cálculo tarifario. Este procedimiento involucra los siguientes pasos:

i) Publicar, mediante circular, las demandas reportadas por el transportador. Para el caso de TGI este paso se surtió mediante la Circular número 073 del 5 de noviembre de 2010;

ii) Recibir preguntas y comentarios, por parte de terceros interesados, en relación con las proyecciones de demanda reportadas por el transportador. Cabe anotar que de la información que reposa en el Expediente número 2010-088 no se encuentra evidencia de que Alcanos de Colombia S.A. E.S.P. haya presentado comentarios a las demandas reportadas por TGI de forma oportuna;

iii) Trasladar al transportador los comentarios recibidos sobre las demandas por parte de agentes y terceros interesados. Mediante la Comunicación CREG S-2011-0000107 la Comisión le remitió a TGI los comentarios recibidos sobre las demandas de capacidad y volumen reportadas por TGI. La empresa respondió estos comentarios mediante la Comunicación E-2011-001492;

iv) Solicitar ajustes al transportador en caso de que la Comisión así lo considere. Al analizar los comentarios recibidos de los agentes y terceros interesados, y las respuestas dadas por TGI, la Comisión no encontró razones que ameritaran solicitar a TGI aclaraciones o ajustes a las proyecciones de demanda reportadas en la solicitud tarifaria;

v) Realizar ajustes a las demandas según corresponda luego de aplicar el factor de utilización normativo, FUN. La Comisión aplicó el FUN y encontró necesario realizar ajustes en la proyección de demanda de los tramos de Gasoductos Montañuelo-Gualanday, Morichal-Yopal y Gasoducto Boyacá-Santander⁴⁷.

Cabe anotar que la Comisión ajustó las demandas esperadas de capacidad en aquellos años donde encontró que el valor reportado por TGI era inferior al valor contratado a través de contratos firmes. Es decir, para efectos tarifarios la demanda esperada de capacidad no puede ser inferior a la capacidad contratada en firme.

De lo anterior se observa que la *metodología* establece el procedimiento a seguir para fijar las demandas que se utilizarán en el cálculo tarifario. También se observa que la Comisión aplicó estrictamente dicho procedimiento.

Debe tenerse en cuenta que de la *metodología* se desprende que el transportador asume el riesgo de demanda durante el período tarifario, en concordancia con el modelo de transportador por contrato que rige en el mercado de gas en Colombia. Esto es, no hay lugar a ajustar los cargos regulados si la demanda real resulta ser distinta de la demanda utilizada para el cálculo tarifario. Así las cosas, la Comisión no modifica unilateralmente las proyecciones de demanda cuando resultan inferiores a la demanda real, como tampoco lo hace cuando resultan superiores. Lo anterior sin perjuicio de que la Comisión exija explicaciones al transportador, e incluso solicite ajustes en las demandas, si hay lugar a ello dentro del procedimiento establecido en el artículo 9º de la *metodología*.

Más aún, de la metodología se desprende que el riesgo de demanda recae en cabeza del transportador desde el momento en que presenta la solicitud tarifaria de conformidad con el artículo 30 de la *metodología*. En efecto, la Comisión ha entendido que para efectos de la solicitud tarifaria el horizonte de proyección se debe considerar a partir de la fecha de solicitud de aprobación de nuevos cargos para el período tarifario t. Así lo manifestó en los conceptos con Radicados S-2010-003760 y S-2010-003808, publicadas en el sitio web de la CREG los días 14 y 16 de septiembre de 2010, respectivamente, con anterioridad a la fecha en la que se debía presentar la solicitud de cargos de conformidad con la Resolución CREG 126 de 2010 y su posterior modificación por la Resolución CREG 129 de 2010.

En conclusión, el riesgo de demanda recae en cabeza del transportador y dicho riesgo se asume desde el momento en que presentó la solicitud tarifaria.

Así mismo, dentro del trámite administrativo tendiente a resolver los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 110 de 2011, y mediante la Comunicación S-2012-000758, la Comisión trasladó a TGI las inquietudes de la recurrente sobre las proyecciones de demanda. Mediante la Comunicación con Radicado CREG E-2012-002757 TGI se pronunció sobre las inquietudes de la recurrente.

Al analizar las inquietudes de la recurrente y las respuestas de TGI, la Comisión no encontró razones que ameritaran solicitar a TGI, dentro del trámite administrativo tendiente a resolver los recursos de reposición, aclaraciones o ajustes a las proyecciones de demanda.

De acuerdo con lo manifestado por TGI en la Comunicación E-2012-002757, se entiende que posterior a la solicitud tarifaria, realizada en octubre de 2010, hubo incrementos en la capacidad contratada en los tramos Mariquita-Gualanday y Gualanday-Neiva. Como se indicó antes, este cambio en demanda hace parte del riesgo de demanda que se asigna al transportador desde el momento en que presentó la solicitud tarifaria. En tal sentido no es procedente admitir información nueva sobre la demanda de capacidad o la demanda de volumen para los tramos Mariquita-Gualanday y Gualanday-Neiva.

Con base en lo anterior no hay lugar a modificar las demandas consideradas en la Resolución CREG 110 de 2011 para el sector termoelectrico, para los distribuidores – comercializadores y para la industria, como lo pide la recurrente.

5. Frente a la petición de eliminar inversiones en aumento de capacidad en aquellos tramos donde existe excedente de capacidad

La recurrente anota:

“Los cargos aprobados por la Resolución número 110 de 2011 son sustancialmente mayores a aquellos que actualmente asumen los usuarios del interior del país. Estos incrementos se asocian, principalmente, con ampliaciones realizadas durante el período tarifario anterior no contempladas en la base tarifaria y nuevas ampliaciones propuestas para el siguiente período tarifario. También se deben a las proyecciones de demanda aprobadas que asumen la no renovación de contratos térmicos y un estancamiento de la demanda no eléctrica.

De acuerdo con la Tabla 67 del Documento CREG 085 de 2011, el aumento para una pareja de cargos 80% fijo –20% el variable es de 70% para el recorrido desde Ballena hasta Neiva y 72% desde Cusiana. Esto a pesar de que la CREG solamente aprobó un 74% de la inversión presentada por el transportador.

⁴⁷ Para mayor detalle ver Documento CREG 085 de 2011, página 289.

Estos aumentos son muy significativos y comprometen la competitividad del gas para los usuarios del sistema. Los nuevos cargos pueden implicar pérdida de clientes, especialmente en los segmentos más elásticos de la demanda, con lo cual se arriesga la capacidad de los agentes de recuperar su inversión y mantener su acervo de capital, particularmente en la actividad de distribución.

Para analizar la eficiencia de la inversión, no basta con aplicar simplemente un factor de utilización. Tal y como lo establece la Resolución número 126 de 2011, se debe proyectar la demanda considerando la infraestructura existente. Las ampliaciones de capacidad de gasoductos deberían ser acordes con la demanda esperada; de lo contrario, se compromete la eficiencia de la expansión.

(...)

Para la totalidad de los tramos que se utilizan para transportar el gas hasta la totalidad de los mercados atendidos por Alcanos de Colombia S.A. E.S.P., bien sea desde Ballena o desde Cusiana, el incremento en la base de inversión es de un 68%. Estas nuevas inversiones y, sobre todo las inversiones en aumento de capacidad, solamente se justifican si vienen asociadas a un mayor nivel de demanda o son necesarias para atender picos estacionales de consumo, en cuyo caso deben ser remuneradas por quienes requieren la capacidad excedentaria.

... para la totalidad de los tramos existe una capacidad excedentaria considerable, particularmente acentuada en el recorrido desde Ballena y en los tramos Barranca Sebastopol, Sebastopol-Vasconia y Vasconia-Mariquita. Es importante destacar que para estos tres tramos existen montos significativos de inversión en compresión...

En consecuencia, es necesario cuestionar la eficiencia de esta inversión cuando:

- No se asocia a un incremento de demanda esperada.
- Se asume que no va a haber renovación de contratos termoeléctricos.

- No se requiere, en consecuencia, una capacidad excedentaria para dar flexibilidad al sistema y permitir picos de consumo asociados a generación.

Las nuevas inversiones en ampliación de capacidad, si se supone que no va a haber demanda termoeléctrica, carecen completamente de justificación puesto que el sistema no va a requerir excedentes de capacidad para manejar picos estacionales de consumo.

(...)

Del análisis anterior se puede concluir que no existe coherencia entre las inversiones en ampliación de capacidad realizadas y la demanda esperada del sistema. De mantenerse la proyección de demanda se remunerarían inversiones que no se requerían ni para atender nueva demanda ni para dar flexibilidad al sistema por requerimientos de consumo estacional.

Una conclusión similar aplica para los costos y gastos de AOM que, para algunos tramos, se incrementan significativamente por los mayores gastos asociados a las ampliaciones de capacidad y, particularmente, a gastos de construcción...

Como se puede observar, el costo unitario de la ampliación es muy significativo resultado de contar con un sistema con mayor capacidad que no se asocia con incrementos de demanda sino, por el contrario, enfrenta contracciones en los consumos del sector termoeléctrico y estancamiento en los consumos no eléctricos y, en algunos casos, contracciones de consumo del sector real⁴⁸.

De lo anterior se entiende que la recurrente cuestiona el dimensionamiento de la infraestructura de transporte de TGI debido a que las demandas esperadas están por debajo de las capacidades máximas de los tramos de gasoducto. Sobre el particular es pertinente indicar:

i) La ampliación de capacidad de un sistema de transporte es discreta y no continua. Esto sucede porque no es técnicamente viable ni económicamente eficiente expandir la red frecuentemente (i.e. cada mes o cada año) en porciones exactas iguales al aumento de demanda en el mismo período. En cuanto a la parte técnica los equipos disponibles en el mercado para aumentar la capacidad de transporte, tales como ductos y estaciones de compresión, tienen dimensiones estándar. En la parte económica se presentan economías de escala que favorecen las expansiones de mayor magnitud;

ii) El factor de utilización es el mecanismo previsto en la *metodología* para evaluar, desde el punto de vista regulatorio, el dimensionamiento adecuado de la infraestructura de transporte. De acuerdo con la *metodología* el factor de utilización es un indicador de la utilización de un tramo o grupo de gasoductos con relación a su utilización potencial máxima. La *metodología* también define el factor de utilización normativo como el mínimo factor de utilización adoptado por la CREG como criterio de eficiencia para efectos tarifarios.

En el numeral 9.1.1 de la *metodología*, modificado mediante la Resolución CREG 097 de 2011, se establece en 0.5 el factor de utilización normativo para un gasoducto troncal. En general, esto significa que durante la vida útil normativa, que por lo general es de 20 años, un gasoducto debe tener una utilización mínima del 50% de su capacidad máxima⁴⁸. El factor de utilización se calcula por tramos o grupos de gasoductos. En caso de que el factor de utilización sea inferior al factor de utilización normativo la Comisión incrementa las demandas esperadas en el respectivo tramo o grupo de gasoductos hasta obtener el factor de utilización normativo.

Para el caso de TGI la Comisión aplicó el factor de utilización y encontró necesario realizar ajustes en la proyección de demanda de los tramos de Gasoductos Montañuelo-Gualanday, Morichal-Yopal y Gasoducto Boyacá-Santander. En los casos donde el factor de utilización es mayor o igual al factor de utilización normativo no hay lugar ajustar la demanda por este concepto. Es decir, desde el punto de vista regulatorio se considera que en tales casos la utilización del gasoducto o grupo de gasoductos es eficiente;

iii) Los excedentes de capacidad de transporte quedan disponibles para atender el crecimiento vegetativo de la demanda o demandas apreciables que puedan ocurrir durante el período tarifario;

⁴⁸ El cálculo del factor de utilización involucra, entre otros aspectos, la demanda esperada de capacidad y la capacidad máxima del gasoducto.

iv) La *metodología* prevé que los proyectos asociados a las inversiones en aumento de capacidad deberán estar orientados a atender nueva demanda durante el horizonte de proyección. Así mismo, como ya se mencionó, el mercado de gas en Colombia se rige por el modelo de transportador por contrato. En ese sentido, la expansión de la capacidad debe estar basada en nuevos requerimientos de la demanda expresados a través de contratos o en la disposición del transportador de asumir un mayor riesgo de demanda;

v) Si bien se observa la existencia de excedentes de capacidad en tramos del sistema de transporte de TGI, no se evidencia que las ampliaciones de capacidad acometidas por la empresa tengan el propósito de contar con una capacidad excedentaria para permitir picos de consumo asociados a la generación, como lo señala la recurrente.

Por las anteriores razones los argumentos de la recurrente no pueden prosperar, y por tanto no hay lugar a eliminar inversiones en aumento de capacidad como pretende la recurrente.

6. Frente a la petición de ajustar los cargos según las anteriores peticiones

Con base en los anteriores análisis no hay lugar a ajustar los cargos adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 como lo solicita Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.

b) Peticiones de Efigás S. A. E.S.P.

A continuación se analizan simultáneamente la primera y la segunda petición presentada por la recurrente, dado que ambas se refieren a las demandas de gas consideradas en el cálculo tarifario.

1. Frente a la petición de reconsiderar las demandas e incorporar la demanda histórica de las plantas termoeléctricas,

2. Frente a la petición de reconsiderar la demanda de capacidad de los distribuidores-comercializadores y de la industria.

La recurrente anota:

"Del Documento CREG 085 de 2011 se puede inferir que estos fueron los únicos ajustes efectuados por el regulador a la demanda presentada por TGI. Es importante precisar que estos cambios son marginales y que no reflejan, necesariamente, una demanda eficiente para efectos de determinar los cargos de transporte como se verá a lo largo de este documento.

(...)

Es importante resaltar que la Resolución número 126 de 2010 establece que el transportador debe reportar la demanda esperada de capacidad y de volumen debidamente soportadas con criterios técnicos objetivos tales como escenarios económicos, infraestructura prevista, análisis de mercado y contratos firmes de transporte, entre otros factores.

De acuerdo con el expediente y con las respuestas dadas por TGI a la CREG y a terceros interesados, TGI asumió, para realizar las proyecciones de demanda tanto de capacidad como de volumen, la renovación de aquellos contratos que vencen antes del año 2020 en función de la incertidumbre asociada y, en el caso de los generadores térmicos, no se asume ninguna renovación de contratos.

Para el caso de las demandas de volumen dijo tener en cuenta el comportamiento histórico del gas transportado, el comportamiento futuro de la capacidad contratada y las proyecciones elaboradas por la UPME que incorporan los supuestos macroeconómicos y de mercado (Proyección de Demanda de Gas Natural En Colombia, Revisión julio de 2010). Los soportes presentados por TGI claramente son insuficientes a la luz de lo exigido por la regulación y, en particular, por la Resolución número 126 de 2010. No se encuentra evidencia, dentro de la documentación disponible, de los estudios macroeconómicos ni de mercado.

Es importante destacar que presumir la no renovación de contratos termoeléctricos es un supuesto grueso que afecta considerablemente la demanda agregada tanto de capacidad como de volumen y que requiere justificación. Como lo mencionamos en su oportunidad, no es factible asumir una sustitución general del gas como combustible sin una debida justificación; la sustitución no puede ser universal y depende de la disponibilidad y firmeza de los combustibles, de las características técnicas de la planta y de los respectivos costos asociados. Como se observa de las tablas y gráficas presentadas, la CREG no efectuó ajustes a la demanda termoeléctrica presentada por el transportador ni solicitó justificación para el comportamiento de dicha demanda.

Esta justificación es aun más necesaria cuando la CREG, a través de la Resolución 79 de 2011, contempló la libre negociación de cargos entre los usuarios no regulados y el transportador. Esta disposición permite que se negocie entre las partes no sólo la composición de las parejas de cargos fijos y variables sino los precios de transporte tanto de capacidad como de volumen siempre y cuando se mantenga el principio de neutralidad, lo cual permite flexibilizar la contratación de transporte por parte de la demanda térmica en escenarios de oferta firme suficiente de gas natural como lo tiene previsto la CREG con los proyectos de reforma a los esquemas de comercialización.

(...)

Se solicita a la CREG reconsiderar las proyecciones de demanda, incorporando dentro de las mismas el consumo termoeléctrico histórico tanto de capacidad como de volumen o, por lo menos, aquel consumo que la CREG considere es factible con las reformas tanto de política adoptadas en el Decreto número 2100 de 2011 como en la Resolución CREG 118 de 2011 y en la reforma definitiva al esquema de comercialización de gas que propone la regulación. Esta evaluación de la demanda tiene que considerar, igualmente, la eficiencia de la inversión como se analizará posteriormente".

Para el caso concreto de la demanda de los distribuidores comercializadores y de la industria la recurrente anota:

"... se solicita reconsiderar la demanda de capacidad de los distribuidores-comercializadores y de la industria. Como se puede observar en la siguiente tabla, extraída de la Circular número 073 de 2010, el transportador no prevé la renovación de los contratos de la industria para los tramos asociados a los gasoductos involucrados en el transporte de Mariquita a Cali; igual sucede con los tramos que involucran el transporte hasta otras ciudades como es el caso de Neiva. Tampoco prevé crecimiento en la demanda del distri-

buidor comercializador sino, por el contrario, asume que la demanda cae a partir del año 11 y que, incluso, es inferior a la demanda de capacidad histórica contratada por agentes no termoelectrónicos. Estas caídas de consumos se reflejan en la demanda definitiva aprobada por la CREG sin que para ello se encuentre un sustento económico subyacente. Lo mismo sucede con la demanda de capacidad asociada al GNV en la cual el transportador parece asumir que no hay renovación de contratos a partir del año 10 del horizonte de proyección.

(...)

Como se puede observar de la información reportada por el transportador y del comportamiento de la proyección de demanda de capacidad aprobada por la CREG, se proyectan caídas de demanda que no son debidamente sustentadas por el transportador particularmente a partir del año 11 de proyección. Es importante resaltar que el comportamiento de la demanda esperada es contrario a las previsiones de crecimiento económico esperadas por el país.

Estas caídas en las demandas de gas no justificadas o, cuando menos, no soportadas en estudios macroeconómicos y de mercado, implican aumentos sustanciales en los cargos de transporte. En el caso de la ciudad de Cali, los incrementos, de acuerdo con la CREG, son de 27% desde Ballena y de 22% desde el campo de Cusiana para parejas 80-20. En el caso de la ciudad de Pereira los incrementos para cargos 100% fijos son del orden de 14% cifra que implica un incremento importante para nuestros usuarios. Estos incrementos comprometen seriamente el potencial de crecimiento del sector y pueden, incluso, a futuro, incentivar contracciones adicionales de demanda que impiden la recuperación de la inversión en activos de distribución. En el caso de los usuarios, los incrementos inciden negativamente en la eficiencia de la inversión realizada por los consumidores, puesto que retrasan la recuperación de las conexiones e instalaciones internas así como de la infraestructura productiva a gas y, en el caso de residencias, la de gasodomésticos.

El incremento de cargo aprobados puede implicar pérdida de clientes ya conectados, especialmente en los nichos más elásticos del mercado, con lo cual a mediano plazo, se instaura un círculo vicioso en el cual contracciones sucesivas de demanda implican costos crecientes hasta un punto en que la demanda remanente solamente sea la que tiene una baja elasticidad. Esto es claramente ineficiente desde el punto de vista de la productividad económica y sacrifica completamente el bienestar del consumidor”.

Sobre el particular se reiteran los siguientes aspectos, anotados anteriormente en este escrito:

i) En el artículo 9° de la metodología se establece el procedimiento a seguir para fijar las demandas que se utilizarán en el cálculo tarifario. La Comisión aplicó estrictamente dicho procedimiento;

ii) La metodología tiene implícito que el transportador asume el riesgo de demanda durante el período tarifario. Esto es, durante el período tarifario no hay lugar a ajustar los cargos regulados si la demanda real resulta ser distinta de la demanda utilizada para el cálculo tarifario. En tal sentido, bajo esta metodología la Comisión no modifica unilateralmente los supuestos que utilizó el transportador para realizar la proyección de demanda, y por tanto tampoco modifica las proyecciones de demanda resultantes de tales supuestos. Lo anterior sin perjuicio de que la Comisión exija explicaciones al transportador, e incluso solicite ajustes en las demandas, si hay lugar a ello dentro del procedimiento establecido en el artículo 9° de la metodología;

iii) Dentro del procedimiento establecido en el artículo 9° de la metodología, la Comisión no encontró razones que ameritaran solicitar a TGI aclaraciones o ajustes a las proyecciones de demanda reportadas en la solicitud tarifaria;

iv) Dentro del trámite administrativo tendiente a resolver los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 110 de 2011, y mediante la Comunicación número S-2012-000758, la Comisión trasladó a TGI las inquietudes de la recurrente sobre las proyecciones de demanda. Mediante la Comunicación con Radicado CREG E-2012-002757 TGI se pronunció sobre las inquietudes de la recurrente. Al analizar las inquietudes de la recurrente y las respuestas de TGI, la Comisión no encontró razones que ameritaran solicitar a TGI, dentro del trámite administrativo tendiente a resolver los recursos de reposición, aclaraciones o ajustes a las proyecciones de demanda.

Con base en lo anterior no hay lugar a modificar las demandas de capacidad y volumen consideradas en la Resolución CREG 110 de 2011, como pretende la recurrente.

La recurrente anota:

“Los incrementos en los cargos de transporte aprobados se asocian con ampliaciones significativas en la infraestructura que no son acordes con la demanda esperada. Se incrementó sustancialmente la capacidad y, en contraprestación, se deprime la demanda, lo cual carece completamente de justificación desde la óptica de la eficiencia económica de la inversión. ¿Cuál es el sentido de ampliar capacidad cuando se prevén contracciones en el consumo?

El costo de estas ampliaciones, será asumido por los usuarios no térmicos ya conectados del sistema que no requerían de esta mayor capacidad para atender los consumos. Adicionalmente, si las ampliaciones se realizaron para dar holgura y flexibilidad estacional al sistema, carece de sentido económico que sean financiadas por la demanda no estacional y que la demanda termoelectrónica, que es la que impone necesidades de flexibilidad, ser retirada completamente de la proyección.

(...)

Como se observa, particularmente para los tramos de Barranca a Cali, existen excedentes muy significativos de capacidad que no vienen soportados en necesidades de la demanda. Para estos tramos se previó, por el contrario, la no renovación de los contratos termoelectrónicos lo cual implica que se realizaron ampliaciones que no eran necesarias y, en consecuencia, ineficientes. El excedente de capacidad es muy significativo para todos los tramos y, como se observa, particularmente para el tramo Pereira-Armenia. Por lo tanto, se solicita a la CREG redefinir una demanda eficiente que sea acorde con las inversiones realizadas por el transportador.

(...)

Como se indicó anteriormente, el factor de utilización es el mecanismo previsto en la metodología para evaluar, desde el punto de vista regulatorio, el dimensionamiento adecuado de la infraestructura de transporte. De acuerdo con la metodología el factor de utilización es un indicador de la utilización de un tramo o grupo de gasoductos con relación a su utilización potencial máxima. La metodología también define el factor de utilización normativo como el mínimo factor de utilización adoptado por la CREG como criterio de eficiencia para efectos tarifarios.

En el numeral 9.1.1 de la metodología, modificado mediante la Resolución CREG 097 de 2011, se establece en 0.5 el factor de utilización normativo para un gasoducto troncal. En general, esto significa que durante la vida útil normativa, que por lo general es de 20 años, un gasoducto debe tener una utilización mínima del 50% de su capacidad máxima⁴⁹. El factor de utilización se calcula por tramos o grupos de gasoductos. En caso de que el factor de utilización sea inferior al factor de utilización normativo la Comisión incrementa las demandas esperadas en el respectivo tramo o grupo de gasoductos hasta obtener el factor de utilización normativo.

También se indicó que para el caso de TGI la Comisión aplicó el factor de utilización y encontró necesario realizar ajustes en la proyección de demanda de los tramos de Gasoductos Montañuelo-Gualanday, Morichal-Yopal y Gasoducto Boyacá-Santander. En los casos donde el factor de utilización es mayor o igual al factor de utilización normativo no hay lugar a ajustar las demandas por este concepto. Es decir, desde el punto de vista regulatorio se considera que en tales casos la utilización del gasoducto o grupo de gasoductos es eficiente.

Con respecto a los posibles impactos tarifarios de los cargos adoptados con base en la metodología es pertinente indicar que mediante la Resolución CREG 119 de 2011 la Comisión aprobó una opción tarifaria para definir los cargos máximos de prestación del servicio de transporte. Esta opción tarifaria permite que el transportador aplique gradualmente los incrementos que se puedan presentar en los nuevos cargos de transporte.

En conclusión los argumentos de la recurrente no pueden prosperar, y por tanto no hay lugar a reconsiderar las demandas e incorporar la demanda histórica de las plantas termoelectricas en los cargos adoptados con base en metodología como pretende la recurrente.

3. Frente a la petición de restablecer el cargo Estampilla Principal

La recurrente anota:

“La CREG decidió adoptar un cambio metodológico frente a lo dispuesto en la Resolución número 125 de 2003 en el sentido de eliminar la estampilla principal que remuneraba el 10% de la inversión entre la totalidad de la demanda del interior. Este cambio implica aumentos considerables en los cargos principalmente para los usuarios ubicados en las puntas del sistema.

Los impactos de esta reforma regulatoria se ilustran en la siguiente tabla para el caso de la ciudad de Cali.

(...)

Como se puede observar, el cambio en la metodología regulatoria implica que los precios que enfrentarán los usuarios son entre un 4 y un 6 por ciento superiores a los que enfrentarían de mantenerse la Estampilla Principal. Estos incrementos son significativos más aún si se revierte la tendencia revaloracionista que ha tenido el país en los últimos años. En el caso de Pereira la diferencia porcentual es similar; 4.68 desde ballena y 5.48 desde Cusiana.

La modificación propuesta implica un cambio sustancial en las señales de precio con las cuales los usuarios tomaron decisiones de sustitución e inversión. Por lo tanto, se solicita a la CREG cuantificar los impactos del cambio regulatorio y, en caso de que el beneficio costo de la modificación sea negativo, establecer el cargo estampilla principal con el fin de mantenerle a los usuarios las reglas de juego en señales de precio”.

Sobre el particular se reitera lo siguiente:

i) De acuerdo con los criterios tarifarios establecidos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, corresponde a la CREG establecer fórmulas tarifarias que reflejen los costos eficientes de prestar el respectivo servicio. En el caso de transporte de gas, y dada su configuración radial, la CREG ha introducido gradualmente la señal de distancia como una buena aproximación de costos eficientes en la prestación del servicio. Se debe notar que la gradualidad es una medida para mitigar posibles impactos sobre los agentes;

ii) Los cargos adoptados con base en la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000 introdujeron cierto nivel de estampilla para los gasoductos principales, o “tipo I” como se define en metodología, en algunos sistemas de transporte. En los cargos adoptados con base en la metodología se eliminó ese nivel de estampilla como medida para mejorar la aproximación a costos eficientes en la prestación del servicio. Esta última medida se plasmó en el documento soporte de la Resolución CREG 126 de 2010⁵⁰. Lo anterior está en concordancia con la política planteada desde los inicios de la masificación del gas en el país;

iii) La Ley 142 de 1994, artículo 126, establece un límite en el tiempo para la vigencia de las fórmulas tarifarias, de cinco años, antes de los cuales solamente puede ser modificada en los eventos expresamente señalados en esta norma. Adicionalmente, en tratándose de fórmulas tarifarias, el artículo 127 de esta misma ley, prevé expresamente la posibilidad de modificarlas cada cinco años. En otros términos, las fórmulas tarifarias tienen un periodo de estabilidad de cinco años, pasado el cual, es posible modificarlas.

De otra parte, tanto en la doctrina extranjera como en la nacional, a partir del estudio de la jurisprudencia de las altas cortes, se concluye que la modificación de los actos de carácter general siempre es posible, lógicamente hacia el futuro.

Se concluye de lo anterior que el hecho de que los cargos adoptados con base en la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000 hayan incorporado un determinado

⁴⁹ El cálculo del factor de utilización involucra, entre otros aspectos, la demanda esperada de capacidad y la capacidad máxima del gasoducto.

⁵⁰ Documento CREG 100 de 2010, numeral 3.2.7, página 110.

esquema de estampilla, no impide que la CREG pueda modificar el esquema de estampilla que registrará para el siguiente periodo.

En resumen se tiene que: i) con respecto a las estampillas en transporte de gas la CREG se ha sujetado a los criterios de ley, y ha aplicado mecanismos de gradualidad en su aplicación para mitigar impactos en los agentes; y ii) es imprecisa la afirmación de la recurrente en el sentido de que con la eliminación de la estampilla de gasoductos principales “la CREG decidió adoptar un cambio metodológico”.

Por las anteriores razones los argumentos de la recurrente no pueden prosperar, y por tanto no hay lugar a modificar el esquema de estampilla incorporado en los cargos adoptados con base en la metodología.

4. Frente a la petición de eliminar de la Estampilla Ramales las inversiones del Gasoducto La Belleza-Sucre Oriental

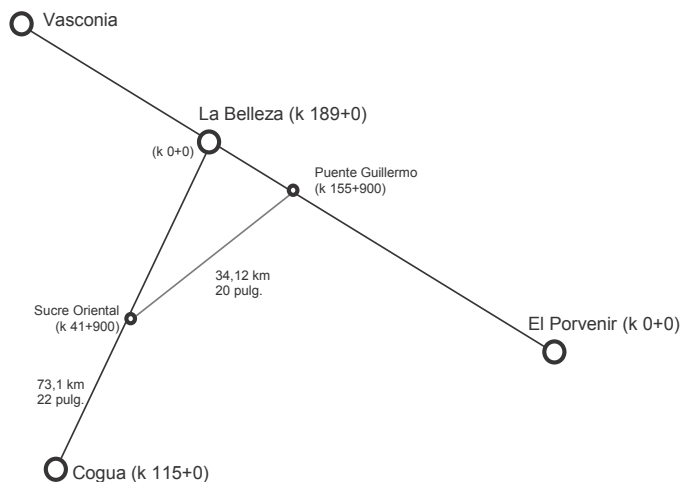
La recurrente anota:

“La CREG reconoce una inversión de 1.42 millones de dólares de 2009 para el tramo La Belleza-Sucre Oriental y propone que esta inversión se reconozca en el componente de la tarifa que remunera la Estampilla Ramales del Sistema de TGI. De acuerdo con el transportador, este tramo sirve para prestar el servicio en cuatro municipios pero, también, como gasoducto de respaldo al transporte del Sistema de la Sabana.

La inclusión de este gasoducto en la Estampilla Ramales encarece la prestación del servicio para la totalidad de los usuarios del Sistema de TGI en tanto que beneficia, principalmente, a los usuarios del Sistema de la Sabana. Esto incrementa los costos para los usuarios del centro y sur del país. Solicitamos, por lo tanto, que la CREG reconsiderare remunerar esta inversión como parte integral de la tarifa del Gasoducto de la Sabana con el fin de no alterar las reglas de juego de los usuarios del Sistema de TGI y, particularmente, de aquellos usuarios ubicados en las puntas del sistema que son los que enfrentarían mayores incrementos tarifarios”.

Sobre el particular conviene aclarar algunos detalles sobre el tramo La Belleza-Sucre Oriental. En la Figura 1 se puede observar que este tramo corresponde a un gasoducto de 22 pulgadas de diámetro y 41,9 km de longitud. De acuerdo con lo informado por TGI en su solicitud tarifaria, a lo largo de este tramo de gasoducto hay conexiones de un comercializador que atiende usuarios en los municipios de Tununguá, Albania, Florián y Briceño.

Figura 1. Variante Puente Guillermo – Sucre Oriental



Fuente: Documento CREG 085 de 2011, página 185.

En la página 187 del Documento CREG 085 de 2011 se anota lo siguiente:

“De acuerdo con lo anterior, el tramo Puente Guillermo-Sucre Oriental se construyó para evitar el riesgo en la prestación del servicio derivado de los problemas geotécnicos que se presentan en el sector de Briceño. Así, desde el punto de vista regulatorio esta variante no se aprobó como respaldo del sistema de transporte. Es pertinente anotar que la metodología establecida en la Resolución CREG 126 de 2010 no prevé la remuneración de activos de ‘respaldo’ o activos redundantes en un sistema de transporte.

(...)

Desde el punto de vista regulatorio se reconocen las inversiones que permiten prestar el servicio al usuario de manera segura y continua. El Gasoducto La Belleza-Sucre Oriental es de 22 pulgadas, lo cual no corresponde a inversión eficiente para atender la demanda de los municipios Tununguá, Albania, Florián y Briceño. Se propone establecer el valor de la inversión eficiente teniendo en cuenta el diámetro del gasoducto eficiente para atender tal demanda, como se indica a continuación:

- i) Se asume que el diámetro del gasoducto eficiente es de 2” en acero;
- ii) Se calcula la relación entre el diámetro eficiente y el diámetro del gasoducto. Este valor es 0,090;
- iii) Se establece la inversión eficiente como el producto entre 0,090 y el valor excluido de la inversión existente en la anterior aprobación tarifaria (i.e. 15.661.560, cifras a diciembre de 2009). El resultado es USD 1.423.778 (cifras a diciembre de 2009)”.

De lo anterior se tiene que desde el punto de vista regulatorio el valor de USD 1.423.778 (cifras a diciembre de 2009), reconocido en los cargos adoptados mediante la Resolución

CREG 110 de 2011, corresponde a una estimación de la inversión eficiente para atender exclusivamente la demanda de municipios aledaños al Gasoducto La Belleza-Sucre Oriental, en este caso Tununguá, Albania, Florián y Briceño. Esta inversión incluye un gasoducto hipotético de 2 pulgadas de diámetro en lugar de las 22 pulgadas del gasoducto existente. Es decir, desde el punto de vista regulatorio no se reconoció inversión del Gasoducto La Belleza-Sucre Oriental con el objeto de servir como respaldo a alguna parte del Sistema de TGI.

De acuerdo con lo anterior, es imprecisa la afirmación de la recurrente en el sentido de que la inversión reconocida “beneficia, principalmente, a los usuarios del Sistema de la Sabana”.

En el Documento CREG 085 de 2011 también se anota lo siguiente:

“Se propone reconocer el valor eficiente (i.e. USD 1.423.778, cifras a diciembre de 2009) como parte de los gasoductos Ramales que se remuneran con cargo estampilla. Así mismo, se propone requerir a TGI que presente, dentro de los dos (2) primeros años del nuevo periodo tarifario, un plan de prestación de servicio de transporte de manera segura y continua a los usuarios que actualmente utilizan el tramo La Belleza-Sucre Oriental. Si dentro de este término la empresa no presenta dicho plan, la Comisión podrá retirar de la inversión existente la inversión reconocida por el tramo La Belleza-Sucre Oriental (i.e. USD 1.423.778, cifras a diciembre de 2009) y realizar los correspondientes ajustes en los cargos regulados. La Comisión también podrá ajustar el valor reconocido con base en la información que presente TGI en dicho plan”.

La CREG acogió la anterior propuesta, de tal forma que el valor de USD 1.423.778 (cifras a diciembre de 2009) se incluyó como parte de los gasoductos Ramales que se remuneran con cargo estampilla. La recurrente solicita “que la CREG reconsiderare remunerar esta inversión como parte integral de la tarifa del Gasoducto de la Sabana con el fin de no alterar las reglas de juego de los usuarios del Sistema de TGI y, particularmente, de aquellos usuarios ubicados en las puntas del sistema que son los que enfrentarían mayores incrementos tarifarios”.

Sobre el particular debe tenerse en cuenta que:

i) El valor reconocido por el Gasoducto La Belleza-Sucre Oriental refleja el valor eficiente de un gasoducto hipotético de 2 pulgadas de diámetro para atender la demanda de los municipios Tununguá, Albania, Florián y Briceño;

ii) La demanda de cada uno de estos municipios es similar, en orden de magnitud, a la demanda individual de gran parte de los municipios que son atendidos a través de los gasoductos ramales que se remuneran con cargo estampilla en el Sistema de TGI;

iii) Los gasoductos Ramales que se remuneran con cargo estampilla, incluido el gasoducto hipotético La Belleza-Sucre Oriental de 2 pulgadas de diámetro, reconocido en los cargos aprobados mediante la Resolución CREG 110 de 2011, se construyeron antes de la entrada en vigencia de la metodología. Cabe anotar que la remuneración de los ramales que se construyeron después de la entrada en vigencia de la metodología, o extensiones en redes tipo II de transporte como se denominan en la metodología, no necesariamente será a través de cargo estampilla⁵¹.

En conclusión, para efectos regulatorios la inversión eficiente del Gasoducto La Belleza-Sucre Oriental, para atender la demanda de municipios aledaños, se asemeja a un gasoducto ramal de 2 pulgadas de diámetro construido antes de la entrada en vigencia de la metodología. Así mismo, se considera que se presentaría un trato diferencial injustificado si dicha inversión eficiente se excluye de los gasoductos ramales que se remuneran con cargo estampilla.

Por los anteriores argumentos la petición de la recurrente no puede prosperar, y en consecuencia no hay lugar a incluir la inversión eficiente del gasoducto hipotético La Belleza-Sucre Oriental de 2 pulgadas de diámetro, para atender la demanda de municipios aledaños, como parte de la inversión del Gasoducto de la Sabana. Es decir, esta inversión se incluye en los gasoductos ramales que se remuneran con cargo estampilla.

c) Peticiones de Gases de Occidente S. A. E.S.P.

1. Frente a la petición de mantener o ampliar el porcentaje de estampilla principal

La recurrente anota:

“

• En el Documento CREG 085 de 2011 no se cuantifica el impacto que esta medida tiene sobre la demanda del sistema y, principalmente, sobre los usuarios ubicados en los extremos de la red. Ese tipo de propuesta debe ir acompañadas de una evaluación de impacto de las mismas.

• No obstante lo anterior, se puede deducir del documento que los usuarios en los extremos son los que enfrentan los mayores incrementos tarifarios frente a los cargos vigentes. En el caso de los usuarios de Cali y para una pareja de cargos 80% capacidad – 20% volumen, la tarifa se incrementaría en un 27% si el gas proviene de Ballena y un 22% si el gas proviene de Cusiana. Este incremento se asocia con la exclusión de la demanda termoeléctrica de las proyecciones y con la eliminación del Cargo Estampilla Principal”.

Sobre el particular ya se indicó que:

i) De acuerdo con los criterios tarifarios establecidos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, corresponde a la CREG establecer fórmulas tarifarias que reflejen los costos eficientes de prestar el respectivo servicio. En el caso de transporte de gas, y dada su configuración radial, la CREG ha introducido gradualmente la señal de distancia como una buena aproximación de costos eficientes en la prestación del servicio. Se debe notar que la gradualidad es una medida para mitigar posibles impactos sobre los agentes;

⁵¹ Ver parágrafo 4° del artículo 25 de la Resolución CREG 126 de 2010. En la Resolución CREG 041 de 2011 se establecen los criterios para incluir extensiones de redes tipo II de transporte en un sistema existente.

ii) Los cargos adoptados con base en la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000 introdujeron cierto nivel de estampilla para los gasoductos principales, o "tipo I" como se define en la *metodología*, en algunos sistemas de transporte. En los cargos adoptados con base en la *metodología* se eliminó ese nivel de estampilla como medida para mejorar la aproximación a costos eficientes en la prestación del servicio. Esta última medida se plasmó en el documento soporte de la Resolución CREG 126 de 2010⁵². Lo anterior está en concordancia con la política planteada desde los inicios de la masificación del gas en el país.

De lo anterior se concluye que con respecto a las estampillas en transporte de gas la CREG se ha sujetado a los criterios de ley, y ha aplicado mecanismos de gradualidad para mitigar impactos en los agentes.

La recurrente anota que:

“

• La propuesta de la CREG implica un cambio estructural en las reglas de juego a la demanda de gas. Es importante considerar que la demanda de gas ha tomado decisiones de sustitución, localización y consumo considerando las señales de precios de la CREG. En consecuencia, este cambio en las reglas implica que la demanda se vea enfrentada a incrementos de precios no previstos por la decisión del regulador”.

• Es importante resaltar que un segmento significativo de la demanda es elástico. Particularmente, la demanda industrial es altamente elástica, -1.97 de acuerdo con un estudio reciente realizado para Naturgas por el doctor Guillermo Perry, Pablo Roda, Alberto Brugman y Marcela Meléndez. Esto implica que los incrementos en precios pueden conllevar a caídas en demanda que, por una parte, implicarían incrementos de precios futuros para el mercado medio de gas y, por otro, pueden comprometer la recuperación de la inversión particularmente en el segmento aguas debajo de la cadena. De esta forma, se establece un círculo vicioso en el cual caídas en demanda conllevarán mayores precios para el mercado medio y, así sucesivamente, comprometiéndole la competitividad del gas y la capacidad de la industria de recuperar y remunerar la inversión”.

Con relación al presunto cambio en las reglas se reitera lo indicado en el literal a) del presente escrito:

La Ley 142 de 1994, artículo 126, establece un límite en el tiempo para la vigencia de las fórmulas tarifarias, de cinco años, antes de los cuales solamente puede ser modificada en los eventos expresamente señalados en esta norma. Adicionalmente, en tratándose de fórmulas tarifarias, el artículo 127 de esta misma ley, prevé expresamente la posibilidad de modificarlas cada cinco años. En otros términos, las fórmulas tarifarias tienen un período de estabilidad de cinco años, pasado el cual, es posible modificarlas.

De otra parte, tanto en la doctrina extranjera como en la nacional, a partir del estudio de la jurisprudencia de las altas cortes, se concluye que la modificación de los actos de carácter general siempre es posible, lógicamente hacia el futuro.

Se concluye de lo anterior que el hecho de que los cargos adoptados con base en la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000 hayan incorporado un determinado esquema de estampilla, no impide que la CREG pueda modificar el esquema de estampilla que regirá para el siguiente período, ya que como se ha expuesto, las modificaciones regulatorias adoptadas parten del cumplimiento de los presupuestos del principio de confianza legítima.

En consecuencia, es imprecisa la afirmación de la recurrente en el sentido de que la eliminación de la estampilla de gasoductos principales “*implica un cambio estructural en las reglas del juego*”.

Con relación al comentario sobre competitividad del gas conviene indicar que, de acuerdo con los criterios tarifarios establecidos en la Ley 142 de 1994, la regulación de la CREG debe propender por la eficiencia económica. Ya se indicó que para el caso de la actividad de transporte de gas se adoptó la distancia como medida para mejorar la aproximación a costos eficientes en la prestación del servicio. Esta medida es consistente con aquellas adoptadas por la CREG al momento de regular el servicio público domiciliario de gas licuado del petróleo, GLP, sustituto del gas natural. En tal sentido, la competitividad del gas, entendida como los precios del gas frente a otros energéticos sustitutos, está sujeta a la eficiencia económica incorporada en la regulación.

Por las anteriores razones los argumentos de la recurrente no pueden prosperar, y por tanto no hay lugar a modificar el esquema de estampilla incorporado en los cargos adoptados con base en la *metodología*.

d) Peticiones de TGI

La recurrente inicia su alegato anotando lo siguiente:

“En concreto se recurre a la Resolución CREG 110 de 2011 en las decisiones allí contenidas sobre los aspectos que se desarrollan a continuación y cuyo impacto se resume en el siguiente cuadro:

Concepto	Solicitado	Reconocido	Acotamiento
IEt-1	1.134	886	248
PNIt-1/IFPNIt-1	124	82	42
Ballena	218	155	63
Cusiana	478	357	121
G. Sabana	56	41	15
PNIt	83	23	60
Total	2.093	1.545	548

Cifras en millones de dólares de diciembre de 2009”.

Algunas de las anteriores cifras presentan diferencias con respecto a aquellas reportadas por TGI en su solicitud tarifaria, radicada con el número CREG E-2010-009151, y a aquellas aprobadas mediante la Resolución CREG 110 de 2011. Antes de analizar en detalle estas cifras conviene considerar la siguiente nomenclatura establecida en la *metodología*:

IEt-1: Valor de la inversión existente para el período tarifario t-1. Este período tarifario corresponde al período de vigencia de los cargos establecidos con base en la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000.

PNIt-1: Valor eficiente de los activos del programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1 que estén instalados y disponibles para la operación al inicio del período tarifario t. El período tarifario t corresponde al período de vigencia de los cargos establecidos con base en la *metodología*.

IFPNIt-1: Valor eficiente de las inversiones que fueron ejecutadas y no estaban incluidas en el programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1.

INot: Valor de las inversiones reconocidas en IEt-1 que están asociadas a activos distintos a aquellos instalados y disponibles para la operación al inicio del período tarifario t.

IACt: Son los valores eficientes de los proyectos que un transportador prevé desarrollar en cada año del período tarifario con el propósito exclusivo de incrementar la capacidad de sus sistemas de transporte. Para efectos regulatorios estos proyectos corresponden únicamente a *Loops* y compresores que se construirán en el sistema de transporte existente, y deberán estar orientados a atender nueva demanda.

PNIt: Son los valores eficientes de los proyectos que un transportador prevé desarrollar en cada año del período tarifario y que están asociados al concepto de confiabilidad de transporte, entendido como las inversiones requeridas para mantener la integridad y seguridad de la infraestructura existente, salvo que por vía regulatoria se adopte una nueva definición de confiabilidad de transporte.

Los valores de las componentes IEt-1, PNIt-1+IFPNIt-1, PNIt y del gasoducto de La Sabana, indicados por TGI en la anterior tabla, se pueden comparar con los valores de la solicitud tarifaria y los aprobados mediante la Resolución CREG 110 de 2011. Sin embargo, la misma comparación no es posible para los valores indicados por TGI con los nombres de Cusiana y Ballena, pues no se especifica qué tramos de gasoductos incluye cada nombre. A continuación se comparan las cifras.

En la Tabla 1 se indica, para cada una de las componentes establecidas en la *metodología*, el valor total solicitado por TGI y el valor aprobado en la Resolución CREG 110 de 2011.

Tabla 1. Valores solicitados por TGI vs. aprobados

Concepto	Solicitado		Aprobado	Diferencia A - B
	Recurso	Solicitud tarifaria [1] = A	Res. CREG 110/011 [2] = B	
cifras en millones de USD de diciembre de 2009				
Todo el sistema	2.093	2.081	1.542	539
IEt-1	1.134	1.137	886	251
PNIt-1 + IFPNIt-1	124	518	380	138
INot	NE	15	3	12
IACt	NE	313	256	57
PNIt	83	128	23	105
Gasoducto de La Sabana				
IEt-1	NE	19	19	0
PNIt-1 + IFPNIt-1	NE	34	39	-5
INot	NE	0	0	0
IACt	NE	56	41	15
PNIt	NE	1	0	1

NE: No específica

[1] Radicado CREG E-2010-005191, páginas EI-15, EI-33, EI-44, PNI-15, Formatos 3 y 4 y radicado E-2011-0062

[2] Documento CREG 085 de 2011, Tablas 42, 60 y 61.

NOTA: El valor INot se resta al total de las inversiones.

De las anteriores cifras se puede anotar lo siguiente:

i) El valor total, reportado por TGI en el recurso de reposición, es mayor en USD 12 millones (cifras a diciembre de 2009) al valor reportado en la solicitud tarifaria;

ii) El valor de la componente PNIt, reportado por TGI en el recurso de reposición, es menor en USD 45 millones (cifras a diciembre de 2009) al valor reportado en la solicitud tarifaria;

iii) El valor de las componentes PNIt-1+IFPNIt-1, reportado por TGI en el recurso de reposición, es menor en USD 394 millones (cifras a diciembre de 2009) al valor reportado en la solicitud tarifaria. Cabe anotar que el valor de USD 518 millones, indicado en la Tabla 1, está compuesto por: a) USD 297 millones reportados por TGI en la solicitud inicial para las componentes PNIt-1+IFPNIt-1; y b) USD 221 millones que TGI reportó inicialmente como parte de la componente IACt, pero que pasaron a hacer parte de la componente IFPNIt-1 pues los respectivos activos ya estaban en operación cuando se aprobó la Resolución CREG 110 de 2011;

iv) A pesar de las anteriores diferencias, el valor total reportado por TGI en el recurso de reposición (i.e. USD 2.093 millones) es cercano al valor presentado en la solicitud tarifaria (i.e. USD 2.081 millones). La diferencia se presenta en los valores que TGI asigna a los rubros denominados Ballena y Cusiana. Como se indicó anteriormente, TGI no reportó información que permita comparar estos rubros con los valores reportados en la solicitud tarifaria, y con los aprobados en la Resolución CREG 110 de 2011;

v) El valor del Gasoducto de La Sabana, reportado por TGI en el recurso de reposición, corresponde al valor IACt presentado en la solicitud tarifaria;

vi) El valor total aprobado en la Resolución CREG 110 fue de USD 1.542 millones, cuyo detalle se puede observar en la Tabla 62 del documento CREG 085 de 2011. TGI indica que el valor aprobado fue de USD 1.545 millones;

vii) El total de la diferencia entre la solicitud tarifaria y lo aprobado es de USD 539 millones. En el recurso de reposición TGI indica que la diferencia es de USD 548 millones.

⁵² Documento CREG 100 de 2010, numeral 3.2.7, página 110.

Para efectos del análisis de las peticiones de TGI se considerarán las cifras presentadas por TGI en su solicitud tarifaria y las adoptadas en la Resolución CREG 110 de 2011, las cuales están debidamente detalladas en el documento CREG 085 de 2011. En la Tabla 2 se indican las cifras exactas de lo solicitado frente a lo aprobado.

Tabla 2
Valores exactos solicitadas vs. aprobados

	USD a diciembre 31 de 2009
Solicitud tarifaria (A) ⁵³	2.081.479.400
Aprobado en Resolución CREG 110/11 (B)	1.542.480.007
Diferencia (A - B)	538.999.395

A continuación se analiza cada una de las peticiones de la recurrente.

1. Frente a la petición de no acotar el valor de los activos y derechos contractuales que fueron de Ecogás y que TGI adquirió en operación que se perfeccionó en marzo de 2007

Como primer punto, es pertinente reiterar que la Resolución CREG 126 de 2010 estableció que el valor de las inversiones reconocidas en resoluciones anteriores, esto es, en aprobaciones tarifarias previas a la expedición de la Resolución número 126, se actualizarían de forma que se expresen en dólares de la fecha base, utilizando el índice *PPI*. Esa es la única operación que permite la metodología respecto de aquellas inversiones identificadas como *IE_F*. Por tanto, la metodología no permite analizar la eficiencia de inversiones cuyo costo ya fue evaluado y reconocido. En ese sentido, no es procedente la solicitud de TGI frente a los activos que recibió de parte de Ecogás en razón a la enajenación de sus activos, derechos y contratos. No obstante lo anterior, se considera pertinente hacer algunas aclaraciones.

En su solicitud tarifaria TGI pidió aumentar el valor de la inversión existente en USD 238.775.841 (cifras a diciembre de 2009). La CREG negó esta petición luego de desvirtuar los argumentos presentados por TGI, como se detalla en el Anexo 17 del Documento CREG 085 de 2011.

En el recurso TGI presenta algunos elementos adicionales a aquellos presentados en la solicitud tarifaria, tendientes a soportar su petición inicial de aumentar la valoración de la inversión existente, como se expone a continuación.

2.1 Respecto de los argumentos esbozados por TGI bajo el título “El acotamiento de activos sólo era aplicable a Ecogás”

En el recurso se argumenta que la Ley 401 de 1997 sólo se refiere a Ecogás y que, por lo tanto, el acotamiento del valor de las inversiones no es aplicable a TGI. A continuación se transcribe lo pertinente a este respecto:

“En el Documento CREG 085-11, que fundamenta la resolución recurrida, se rechazan los argumentos de la solicitud de TGI en el sentido de que la valoración de las inversiones que en su momento hizo Ecopetrol y fueron luego transferidos a Ecogás, se valoren a costos plenos y no acotados al 80% en cuanto a los gasoductos propios y al 70% y con 30 años los construidos con la modalidad de BOMT.

Ese Documento considera que:

Si bien el recuento histórico esbozado por TGI podría estar ajustado a la realidad, la conclusión a la que TGI pretende llegar es desacertada. Es decir, es errada la afirmación de TGI según la cual la valoración de los activos hecha en la Resoluciones CREG 001 de 2000, 013 y 125 de 2003 es contraria a los principios de eficiencia y suficiencia financiera y por tanto, como se demostrará, carece de sustento su petición encaminada a que dichos activos ‘dejen de tener una valoración excepcional que en su momento se decidió para Ecogás y TGI sea remunerada en las mismas condiciones de todos los Transportadores de gas natural regulados por la CREG’.

Estas aseveraciones de la CREG ignoran tres aspectos cruciales:

1. El acotamiento de activos fue dispuesto por la Ley 401 de 1997 exclusivamente para la Empresa Ecogás.

2. El Gobierno Nacional, como propietario único de Ecogás, utilizó la autorización que entonces era discrecional, de otorgar un subsidio implícito a los usuarios, renunciando a la remuneración plena de activos de su propiedad. En el año 2006, modificó ese criterio de política.

3. Al hacer la valoración de activos transferidos por Ecopetrol a Ecogás, la CREG tomó en consideración criterios de política gubernamental, concretamente los de no fijar cargos muy altos que desestimularán la masificación del consumo de gas en el interior del país.

Enseguida explico con detalle estos aspectos solicitando comedidamente que la CREG los analice y revise su posición al resolver el presente recurso.

1. EL ACOTAMIENTO DE ACTIVOS SÓLO ERA APLICABLE A ECOGÁS

La Ley 401 de 1997, al crear a Ecogás, dispuso que recibiría la infraestructura de transporte de gas natural que había construido Ecopetrol y los derechos de esta empresa en los contratos BOMT para otros activos. Dicha ley dispuso igualmente que Ecogás pagaría a Ecopetrol un precio inferior al costo y la diferencia la asumiría la Nación.

Ley 401 de 1997

‘Artículo 8°. *Capital y patrimonio*

(...)

Ecopetrol escindirán los activos vinculados a la actividad de transporte de gas natural por el valor en libros de los mismos al momento de la entrega. Para efectos de la incorporación contable y financiera de tales activos al patrimonio de Ecogás, esta los valorará de acuerdo

⁵³ En la Tabla 62 del Documento CREG 085 de 2011 se indica que la solicitud de TGI fue por USD 2.082.502.340 (cifras a diciembre de 2009). Esta cifra es ligeramente mayor a aquella indicada en la Tabla 1 (i.e. USD 2.081 millones) debido a: i) diferencias entre el PPI que utilizó TGI y el utilizado por la CREG para actualizar las cifras (ver sección 3.1.1.1 del documento CREG 085 de 2011); y ii) la cifra del documento CREG 085 de 2011 (i.e. USD 2.082 millones) incluye el valor de activos de odorización que TGI solicitó retirar de la base de activos (ver literal d) del numeral 3.1.1.1 del documento CREG 085 de 2011).

con una metodología que garantice la viabilidad financiera de la empresa. En todo caso, dicha valoración no podrá ser superior al 80% del valor de los respectivos activos en libros de Ecopetrol. La diferencia será asumida por la Nación y se revelará en su balance general’.

Esta disposición significó que la Nación otorgaría un subsidio implícito a los usuarios del sistema de transporte que operaría Ecogás. La ley, debe resaltarse, se ocupaba de Ecogás la cual tendría la naturaleza jurídica de ‘una entidad descentralizada del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía con el carácter de Empresa Industrial y Comercial del Estado, con personería jurídica, autonomía administrativa, financiera y patrimonial, que se denominará Empresa Colombiana de Gas y podrá usar la sigla Ecogás, **entidad que se registró por lo establecido en la presente ley**, por los estatutos que adopte y apruebe la Junta Directiva y sujeta a la regulación, vigilancia y control de las autoridades competentes’.

(Se ha resaltado y subrayado).

Por lo tanto, las reglas sobre costos de sus activos, derechos y contratos fueron aplicables mientras Ecogás existiera como empresa prestadora del servicio de transporte. Tan enfático es el mandato legal que en el artículo transcrito se ordena que Ecogás se registró por ‘**lo establecido en la presente ley**’. Habría podido decir que se registraría por las normas aplicables a las empresas industriales y comerciales del Estado prestadoras de servicios públicos; pero quiso el Legislador que Ecogás tuviera un régimen especial; también la ley habría podido decir –pero no dijo– que se acotarían los valores para el Sistema de Transporte del Interior; así podría argumentarse que el Legislador había ordenado un subsidio a los usuarios de esa infraestructura independientemente de quién fuera su propietario. Pero, se reitera, el Legislador ordenó que esa forma de valorar se aplicara a Ecogás y únicamente a Ecogás.

El Gobierno Nacional había presentado el proyecto de ley para escindir los activos y derechos de Ecopetrol para transportar gas y desarrolló la Ley 401 de 1997 con todo detalle en varios decretos reglamentarios, especialmente los 2829 de 1997 y 958 de 1998.

La creación de Ecogás con un régimen particular significó que, al momento de fijar los cargos que remunerarían su actividad, se basaran en valores acotados de las inversiones de la que se hizo propietario y operador.

(...)

... para la CREG, el valor de la inversión acotada según lo dispuesto por la Ley 401 de 1997 y sus reglamentos, es un valor de eficiencia en los términos exigidos por la Ley 142 de 1994, excepto por un factor que la CREG adició como criterio particular para el Gasoducto Mariquita-Cali.

Es decir, que al fijar los cargos la CREG cumplió –simultáneamente– con el criterio de eficiencia aplicable a todos los Transportadores de gas y con el acotamiento que la Ley 401 de 1997 dispuso para Ecogás.

Pero la CREG no sustenta la aseveración contenida en el Documento CREG-85 de 2011 de que ‘los valores considerados para efectos tarifarios están dentro de los costos unitarios eficientes de gasoductos construidos en el país. ...mal puede hablarse del reconocimiento de costos ineficientes...’.

Sobre el particular es del caso examinar el Documento CREG-014/03, que sustentó la Resolución CREG 013/03 con los cargos para Ecogás –los cuales en definitiva fueron los establecidos al resolver recursos de reposición contra la Resolución CREG 013 de 2003, en la Resolución CREG 125 de 2003–.

En el Documento CREG-014 de 2003, efectivamente, se examinó la viabilidad jurídica de fijar unos cargos inferiores a los de eficiencia como lo solicitó Ecogás y se concluyó que de acuerdo al concepto de la firma de abogados Bejarano, Cárdenas y Ospina Asociados, la CREG no podría apartarse de los criterios de eficiencia y suficiencia financiera.

No obstante, el mismo Documento es claro en que los valores de la inversión de los activos escindidos de Ecopetrol fueron los dispuestos por la Ley 401 de 1997 y sus decretos reglamentarios, vale decir los acotados en un 80% para los gasoductos propios y un 70% con 30 años para los construidos bajo la modalidad de BOMT.

(...)

... queda claro que la CREG lo que decidió, para los cargos de Ecogás en el año 2003, fue tomar los valores acotados de dichos activos, tal como estaban registrados contablemente en Ecogás.

(...)

Adicionalmente, durante el proceso de enajenación de activos, derechos y contratos de Ecogás, no se advirtió a los potenciales inversionistas en el sentido de que al convertirse en propietario, se mantendría el subsidio y, por tanto, el acotamiento del valor de los activos que regía para Ecogás. Ver Anexo 9.

Así que, para sorpresa de la Empresa de Energía de Bogotá y el resto de accionistas de TGI, así como de inversionistas que posteriormente tomaron acciones en la EEB y en TGI, se pretende ilegalmente perpetuar el acotamiento, según la Resolución CREG 110 de 2011, aquí recurrida”.

De los anteriores puntos se entiende que el argumento de la recurrente se basa en la hipótesis de que hay un subsidio en el servicio de transporte de gas que Ecogás prestó en su momento y que actualmente presta TGI. Según la recurrente, este supuesto subsidio se debe a que los cargos aprobados por la CREG consideran la valoración de activos establecida en la Ley 401 de 1997, lo cual, en interpretación de la recurrente, corresponde a valores inferiores a los eficientes en los términos que lo establece la Ley 142 de 1994.

Para analizar lo anterior conviene anotar que la infraestructura del sistema de Ecogás, que en marzo de 2007 pasó a hacer parte del Sistema de TGI, se categorizó en dos grupos, a saber: i) gasoductos cuya construcción la contrató Ecopetrol bajo la figura de BOMT⁵⁴,

⁵⁴ Mediante esta figura de BOMT (Build, Operate, Maintain and Transfer) el contratista se obliga a construir, operar y mantener el activo durante un período establecido y al final del período transfiriere el activo a su contratante por un valor determinado. Por su parte el contratante se obliga a realizar pagos periódicos durante el período establecido.

que corresponde a los Gasoductos Mariquita-Cali, Ballena-Barrancabermeja y Gasoducto Ramales Boyacá-Santander, y ii) gasoductos y activos escindidos de Ecopetrol.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 8° de la Ley 401 de 1997, y el Decreto número 958 de 1998, los activos escindidos de Ecopetrol fueron incorporados contable y financieramente al patrimonio de Ecogás al 80% del valor en libros de Ecopetrol de los respectivos activos a la fecha efectiva de escisión. Así mismo, el Decreto número 958 de 1998 dispuso que Ecogás reembolsaría a Ecopetrol, mediante un esquema de pagos a 30 años, el 70% del valor presente de los pagos a los contratistas de los gasoductos construidos bajo la figura de BOMT.

La recurrente anota que:

1. “Esta disposición (artículo 8°, Ley 401 de 1997) [sic] significó que la Nación otorgaría un subsidio implícito a los usuarios del sistema de transporte que operaría Ecogás”.

2. “El Gobierno Nacional, como propietario único de Ecogás, utilizó la autorización que entonces era discrecional, de otorgar un subsidio implícito a los usuarios, renunciando a la remuneración plena de activos de su propiedad”.

3. “... la ley habría podido decir –pero no dijo– que se acotarían los valores para el Sistema de Transporte del Interior; así podría argumentarse que el Legislador había ordenado un subsidio a los usuarios de esa infraestructura independientemente de quién fuera su propietario. Pero, se reitera, el Legislador ordenó que esa forma de valorar se aplicará a Ecogás y únicamente a Ecogás”.

Las anteriores afirmaciones se basan en la premisa de que la Ley 401 autorizó al Gobierno Nacional a otorgar un subsidio exclusivamente para los usuarios del sistema de transporte de Ecogás. Este subsidio se daría a través de la renuncia de la Nación a la remuneración plena de activos de su propiedad. Según la recurrente, la exclusividad para los usuarios del sistema de Ecogás significa que el supuesto subsidio debió desaparecer cuando la infraestructura del sistema de Ecogás pasó a ser parte del sistema de transporte de TGI.

La anterior premisa es equivocada ya que presupone que la remuneración que recibió Ecogás debió corresponder con los preceptos de la Ley 401 de 1997. Lo acertado es que la remuneración que recibió Ecogás, y que recibe cualquier transportador que realice la actividad de transporte para el servicio público domiciliario de gas natural en Colombia, debió y debe corresponder a los preceptos de la Ley 142 de 1994, desarrollados en la regulación que adopta la CREG.

En particular, mediante la Resolución CREG 001 de 2000, y otras que la modificaron y complementaron, la CREG adoptó la metodología para establecer los cargos que remuneran la actividad de transporte. Con base en esta metodología, mediante las Resoluciones CREG 013 y 125 de 2005 la CREG aprobó los cargos regulados para el sistema de transporte de Ecogás. Así mismo, mediante la Resolución CREG 085 de 2006 la CREG estableció que⁵⁵:

“A partir de la fecha en que se realice la transferencia de los activos de la Empresa Colombiana de Gas –Ecogás– a la sociedad Transportadora de Gas del Interior S. A. ESP, TGI S. A. E.S.P., esta empresa, o quien preste el servicio de transporte con sus activos, deberá aplicar los cargos aprobados mediante las Resoluciones CREG 076 de 2002, CREG 013 y CREG 125 de 2003 para remunerar la actividad de Transporte de gas natural que se efectúa a través del Sistema de Transporte conformado por los activos considerados para efectos tarifarios en las mencionadas resoluciones”.

Uno de los preceptos fundamentales de la Ley 142 de 1994, aplicables a los cargos regulados que aprueba la CREG, es el de la eficiencia económica. De acuerdo con el artículo 87.1 de la Ley 142 de 1994, por eficiencia económica se entiende que: i) el régimen de tarifas procurará que esta se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; ii) las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente; y iii) las tarifas deben reflejar tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio.

La Honorable Corte Constitucional al hacer un análisis de la constitucionalidad de este principio en materia de servicios públicos domiciliarios expresó:

“En conclusión, el numeral 87.1 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 contiene algunos de los elementos que, de acuerdo con la teoría económica de un mercado competitivo, caracterizan un mercado eficiente y las implicaciones que de este se derivan. En este orden de ideas, la Corte encuentra que el criterio de eficiencia descrito en la norma en cuestión, desarrolla la prescripción del artículo 365 Superior, según el cual ‘es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional’. Si bien el legislador habría podido definir eficiencia en otros términos, se encuentra dentro de su margen de configuración hacerlo siguiendo teorías económicas sobre la eficiencia en un mercado económico competitivo. La Constitución no impone, como ya se anotó, un modelo económico y por lo tanto permite que el legislador tenga en cuenta diferentes teorías sobre qué es la eficiencia y cómo se logra que la autoridad de regulación propenda por ella, siempre que no adopte decisiones manifiestamente irrazonables o contrarias a mandatos o prohibiciones contenidos en la Carta. En cambio, como ya se anotó, habría violado el principio de reserva de ley en la fijación del régimen de la regulación de los servicios públicos domiciliarios el que el legislador hubiera guardado silencio al respecto, delegando implícita y prácticamente en el órgano regulador la definición de este principio de rango constitucional. Además, la definición legislativa está orientada a evitar distorsiones del mercado que lleven a que la libre competencia deje de ser un derecho en beneficio de todos”⁵⁶.

De otra parte, en el artículo 92 de la Ley 142 de 1994 se establece, entre otros aspectos, que “al definir las fórmulas tarifarias los costos y gastos típicos de operación de las empresas de servicios públicos, las comisiones utilizarán no solo la información propia de la empresa, sino la de otras empresas que operen en condiciones similares; pero que sean más eficientes”.

⁵⁵ Nótese que la Transportadora de Gas del Interior S. A. ESP se transformó en la Transportadora de Gas Internacional S. A. E.S.P.

⁵⁶ Corte Constitucional, Sentencia C-150 de 2003.

En atención al marco legal establecido en la Ley 142 de 1994, la Comisión adoptó lo siguiente con respecto a la valoración de activos de Ecogás:

i) Activos de BOMT

En el numeral 3.2.1.1 de la Resolución CREG 001 de 2000 se estableció que:

“

(...)

a) El costo efectivo de los Gasoductos Ballena-Barranca y Mariquita-Cali corresponderá al valor presente de las obligaciones de pago de Ecogás con Ecopetrol establecidas en el Decreto número 958 de mayo 27 de 1998 en un monto total de US\$653.38 millones en dólares constantes al 31 de diciembre de 1997, de los cuales US\$213.66 millones corresponden al Gasoducto Ballena-Barranca y US\$392.75 millones corresponden al Gasoducto Mariquita-Cali;

b) El costo calculado en el literal anterior se actualizará en cada revisión tarifaria utilizando el PPI;

c) La Vida Útil Normativa y el Horizonte de Proyección de dichos gasoductos será de treinta años, equivalente al período previsto para la cancelación total de las obligaciones de Ecogás con Ecopetrol;

d) Para activos en servicio, exceptuando terrenos y edificaciones, una vez transcurrida la Vida Útil Normativa se calculará el costo de oportunidad del activo a partir del año treinta transcurrido desde la fecha de entrada en operación del mismo. El cálculo del costo de oportunidad del activo se establecerá tomando en cuenta la proporción entre la vida útil remanente y la vida útil total estimada (vida útil transcurrida más vida útil remanente);

e) Del costo calculado en los literales anteriores se restará el valor presente de los gastos de AO&M reconocidos por la Comisión, con base en la metodología que se establece en el Anexo 2 de la presente resolución, descontado a una tasa del 11.5%.

(...)”.

Adicionalmente, con fundamento en lo establecido en el numeral 74.1 de la Ley 142 de 1994, la Comisión adoptó lo siguiente para el Gasoducto Mariquita-Cali:

“Dada la particularidad en los costos del Gasoducto Mariquita-Cali, y considerando que es un gasoducto que cruza por zona montañosa, para evaluar la eficiencia en dicha inversión se propone establecer el costo promedio unitario de los gasoductos construidos en el país sobre topografías montañosas. Para lo anterior se considera topografía montañosa aquellos casos donde un gasoducto presente diferencia de altura en su recorrido superior a 800 metros. En la Tabla 23 se indican los respectivos gasoductos y el promedio del costo unitario (22.32USD/m-pulg.) que se propone reconocer para el gasoducto troncal de Mariquita-Cali. Nótese que este gasoducto es el único, dentro de los gasoductos troncales de Ecogás, que supera el costo unitario promedio de 22.3 USD/m-pulg.”.

ii) Activos escindidos

En el numeral 3.1.1.2 del documento soporte de la Resolución CREG 013 de 2003 se anota lo siguiente⁵⁷:

“El análisis sobre las cifras de inversión reconocida no ofrece una base comparativa sólida ya que estas inversiones correspondieron a obras proyectadas que actualmente pueden diferir físicamente, y consecuentemente en costos, de las previstas. De hecho, todos los gasoductos, con excepción de Morichal-Yopal, estaban en construcción o previstos para ser construidos al momento de realizarse la anterior revisión tarifaria (Resoluciones CREG-017 de 1995 y Resolución CREG-056 de 1996). De otra parte, cuando Ecogás recibió de Ecopetrol el 80% del valor de activos y 70% del Valor Presente Neto de las obligaciones financieras de los BOMT, la Nación asumió parte del costo de los gasoductos a través de Ecopetrol (Decreto número 2829 de 1997).

Con base en lo anterior, el valor más adecuado para considerar como inversión reconocida, y que refleja los costos de la prestación del servicio, corresponde al valor recibido por Ecogás de Ecopetrol (80% del valor en libros de Ecopetrol)...”.

La Comisión adoptó las anteriores decisiones de valoración en cumplimiento de los preceptos de la Ley 142 de 1994. En ningún momento la CREG adoptó tales decisiones por mandato de la Ley 401 de 1997, y sus decretos reglamentarios. La Ley 401 de 1997, y sus decretos reglamentarios, fijaron los valores de los activos y obligaciones que conformaron el patrimonio de Ecogás más no los valores que se debían incorporar para efectos tarifarios.

Por tanto, el argumento de la recurrente, en el sentido de que la CREG valoró la inversión en cuestión siguiendo los preceptos de la Ley 401 de 1997, es equivocado. La CREG valoró la inversión siguiendo los preceptos de la Ley 142 de 1994, de lo cual se derivó que gran parte de los valores adoptados correspondieron a los establecidos en la Ley 401 de 1997 y sus decretos reglamentarios.

2.2 Respecto de los argumentos esbozados por TGI bajo el título “Modificación de política frente al sistema de transporte que operaba Ecogás”

Al respecto, TGI anota lo siguiente:

“El Documento CONPES 3244 de 2003, parte de la base de que la metodología para fijar los cargos de Ecogás, tenía distorsiones:

En otras palabras, los cargos aprobados para Ecogás no respondían ni antes, ni después de las Resoluciones CREG 13 y 125 de 2003, al criterio de eficiencia.

(...)

Dicho Documento aprobado por el CONPES, adoptó una nueva línea de política al considerar que la decisión de mantener el ‘hundimiento’ de costos a Ecogás sería infructuosa. Sea la oportunidad de recordarle a la CREG que el término ‘hundimiento’ no lo ha utilizado TGI por su iniciativa, como lo sugiere el Documento CREG 085 de 2011 para demeritar sus pretensiones: lo tomó del Documento CONPES, como fácilmente puede leerse enseguida.

⁵⁷ Documento CREG 014 de marzo 4 de 2003.

De manera explícita el CONPES aprobó una modificación de la política en el sentido de buscar que un inversionista privado estratégico se vincule al negocio de transporte que venía desarrollando Ecogás. Y para ese propósito, se requiere asegurar que únicamente los pagos efectivamente realizados por el inversionista se trasladen efectivamente en los cobros a los usuarios...

Dice el Documento CONPES:

‘Lo anterior significa que el mecanismo más acertado para definir el valor de Ecogás es mediante mecanismos de mercado. Esta reorientación permite esperar el éxito de una vinculación de un inversionista estratégico al negocio de transporte de gas natural asociado a Ecogás, logrando, primero, disminuir las incertidumbres acerca de la sostenibilidad de esta actividad en el futuro y, segundo, la flexibilidad comercial del negocio a través de tarifas competitivas que permitan la masificación del gas, y por lo tanto maximizar los ingresos del negocio de transporte. (Se ha subrayado).

Luego hace consideraciones sobre la elasticidad precio/demanda por gas natural advirtiendo que no se conoce con precisión cuál es. Enseguida trae estas consideraciones:

‘Más aun, el precio del gas al usuario final, es exógeno al Transportador, ya que el transportador no tiene control sobre los precios finales del gas. –Por lo tanto los resultados de la valoración de Ecogás son significativamente sensibles a la estrategia comercial de precios a lo largo de la cadena. ...lo cual está limitado por el entorno y la naturaleza actual de Ecogás. Por lo tanto, un hundimiento de los activos de Ecogás, como el propuesto en el CONPES 3190, con el ánimo de poder disminuir las tarifas de transporte para estimular la demanda, puede ser infructuoso –no generando el efecto deseado sobre la demanda– si no se tiene una estrategia integral de precios a lo largo de la cadena, ya que otros agentes de esta podrían apropiarse de la renta generada por dicho hundimiento’.

‘En este contexto resulta justificado conducir el transporte de gas asociado a Ecogás al mercado con dos objetivos fundamentales: i) vincular a un inversionista y operador privado... y ii) valorar el negocio, lo cual permite definir bajo parámetros objetivos el hundimiento de la inversión... para lograr el objetivo deseado... Esta estrategia debe asegurar que únicamente los pagos efectivamente realizados por el Inversionista se trasladen efectivamente en los cobros a los usuarios...’ (Se ha subrayado).

El resultado del proceso de vinculación de un inversionista y operador demostró que ambos objetivos buscados por el CONPES citado se cumplieron, quedando aun pendiente el ajuste tarifario previsto, lo que corresponde a la CREG.

Con base en las recomendaciones aprobadas por el CONPES, el Gobierno Nacional diseñó el programa para vincular a un inversionista estratégico y por eso el Decreto número 1404 de 2005 incluye entre sus Considerandos, el siguiente:

‘Que el Consejo Nacional de Política Económica y Social, Conpes, en su Documento 3244 del 15 de septiembre de 2003, recomendó adelantar un proceso para vincular un inversionista estratégico al sistema de transporte de gas asociado a Ecogás para viabilizar el negocio del transporte de gas natural del interior del país en el largo plazo.’

(...)

La acotación del valor de las inversiones estaba expresamente dispuesta para Ecogás en la Ley 401 de 1997 y la Nación asumiría la diferencia que significaba esa acotación en menores ingresos tarifarios para Ecogás.

Al mismo tiempo, el Gobierno Nacional tenía la autorización de hacer ‘aportes’ a empresas de servicios públicos sacrificando ingresos por tarifas.

Esta autorización provenía del artículo 87.9 de la Ley 142 de 1994:

‘87.9. Cuando las entidades públicas aporten bienes o derechos a las empresas de servicios públicos, podrán hacerlo con la condición de que su valor no se incluya en el cálculo de las tarifas que hayan de cobrarse a los usuarios y que en el presupuesto de la entidad que autorice el aporte figure este valor. Pero en el presupuesto de la entidad que autorice el aporte figurarán el valor de este y, como un menor valor del bien o derecho respectivo, el monto del subsidio implícito en la prohibición de obtener los rendimientos que normalmente habría producido’ (Se ha subrayado).

El artículo fue modificado originalmente por la Ley 1151 de 2007 del 25 de julio de 2007 (Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010):

(...)

La Ley 1450 de 2011 (Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014) lo mantuvo:

‘Artículo 99. *Aportes a las empresas de servicios públicos.* El numeral 87.9 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, quedará así.’

87.9 Las Entidades públicas podrán aportar bienes o derechos a las empresas de servicios públicos domiciliarios, siempre y cuando su valor no se incluya en el cálculo de las tarifas que hayan de cobrarse a los usuarios y que en el presupuesto de la entidad que autorice el aporte figure este valor. Las Comisiones de Regulación establecerán los mecanismos necesarios para garantizar la reposición y mantenimiento de estos bienes. (Se ha subrayado).

El cambio consiste en que una entidad pública puede aportar bienes o derechos a las empresas, sólo si su valor no se incluye en las tarifas. Es decir, antes del 25 de julio de 2007, una entidad pública podía hacer ese tipo de aportes sin imponer esa condición; desde entonces, al hacer el aporte la no inclusión de su costo en la metodología tarifaria es forzosa, excepto cuando se trate de una capitalización (la entidad pública se convierte en accionista) o de la enajenación de los activos construidos con dineros públicos. Pero la Ley 1151 de 2007 entró a regir el 25 de julio de 2007, cuando TGI estaba formalmente constituida y era propietaria de los activos que, parcialmente, había costado la Nación al asumir el valor acotado de gasoductos y BOMT.

Por tal razón, el Gobierno Nacional pudo legalmente dejar de conceder el subsidio y adoptar una nueva política que consistió esencialmente en que Ecogás dejará de ser prestador del servicio y una nueva empresa, constituida por un inversionista privado –para

ser exactos, un inversionista con el régimen privado previsto en la Ley 142 de 1994– lo sustituyera adquiriendo sus activos, contratos y derechos.

El Comité de Dirección del programa de enajenación de los activos, contratos y derechos de Ecogás, fijó el precio mínimo aceptable que podrían ofrecer los potenciales inversionistas, precio que fue de \$2.20 billones.

Al fijar un precio mínimo, por definición se esperaba que los interesados ofrecieran precios mayores. En efecto, la Empresa de Energía de Bogotá, EEB ofreció \$3.25 billones y el otro proponente \$2.88 billones.

Al hacer su oferta, EEB se basó en los anuncios expresos del Gobierno Nacional contenidos en el Documento CONPES 3244 de 2003, citado como una de las bases para definir el programa de enajenación de los activos de Ecogás. Es decir, que la valoración de los activos así adquiridos, se utilizarían para efectos tarifarios como costos eficientes sin acotamiento alguno (...).

La CREG, al mantener el acotamiento de esos activos invade la competencia del Gobierno Nacional que, como propietario de Ecogás, decidió no mantener el acotamiento que implícitamente conducía a un subsidio a la oferta.

Por otra parte, en gracia de discusión puede aceptarse que la Resolución CREG 085 de 2006 significó que para el período tarifario que estaba en curso los cargos para TGI no se modificarían. Pero en manera alguna puede la CREG extender ese criterio indefinidamente.

La Resolución CREG 110/11, al mantener el acotamiento de los valores de la inversión existente, contrarió el criterio de Confianza Legítima que la jurisprudencia nacional ha introducido a la interpretación de las normas jurídicas.

La Corte Constitucional se ha pronunciado sobre su aplicación de esta manera:

(...)

‘Así las cosas, el principio de confianza legítima tendrá tres presupuestos. En primer lugar, la necesidad de preservar de manera perentoria el interés público, en segundo lugar, una desestabilización cierta, razonable y evidente en la relación entre la administración y los administrados; por último, la necesidad de adoptar medidas por un período transitorio que adecuen la actual situación a la nueva realidad. Por lo tanto, el principio de la buena fe exige a las autoridades y a los particulares mantener una coherencia en sus actuaciones, un respeto por los compromisos a los que se han obligado y una garantía de estabilidad y durabilidad de la situación que objetivamente permita esperar el cumplimiento de las reglas propias del tráfico jurídico, comoquiera que “así como la administración pública no puede ejercer sus potestades defraudando la confianza debida a quienes con ella se relacionan, tampoco el administrado puede actuar en contra de aquellas exigencias éticas”.

‘El principio de la confianza legítima; el cual, según la jurisprudencia de la Corte Constitucional, consiste en una proyección de la buena fe que debe gobernar la relación entre las autoridades y los particulares, partiendo de la necesidad que tienen los administrados de ser protegidos frente a actos arbitrarios, intempestivos, improvisados o similares por parte del Estado, implica que las autoridades no adopten medidas que aunque lícitas contraríen las expectativas legítimas creadas con sus actuaciones precedentes en función de las cuales adoptan sus decisiones, protegiendo la convicción proba, honesta y leal de su estabilidad y coherencia’

En el caso del tratamiento de los activos de Ecogás, hasta que fueron adquiridos por TGI en el año 2007, el Gobierno Nacional anunció con suficiente antelación (en el CONPES 3244 de 2003) que vincularía a un inversionista privado y que el ‘hundimiento’ de activos quedaría entonces sin vigencia. Al expedir el Decreto 1404 de 2005 anunció igualmente que Ecogás dejaría de ser una empresa prestadora del servicio público de transporte de gas natural, que enajenaría sus activos y derechos vinculados a ese servicio a una sociedad por acciones que se constituiría para tal fin denominada TGI S.A. E.S.P. Por lo tanto los usuarios del sistema de transporte que hasta entonces operaba Ecogás pudieron saber que el régimen especial dispuesto en la Ley 401 de 1997 ya no regiría y, muy concretamente, no habría la acotación de valores que dicha ley dispuso.

Este principio ha sido ostensiblemente violado por la CREG con la expedición de la Resolución número 110 de 2011 objeto del presente recurso, al ignorar que el acotamiento de activos había sido dispuesto únicamente para la Empresa Ecogás y que el Gobierno Nacional había resuelto modificar su política en el sentido de que el Sistema de Transporte que operaba Ecogás pasaría a una nueva empresa constituida (sic) por inversionistas distintos a la Nación’.

Debe señalarse que TGI hace una lectura a todas luces amañada y parcializada del Documento CONPES 3244 de 2003, realizando una serie de apreciaciones y consideraciones sustentadas en un juicio subjetivo de las expectativas que se derivaban con la expedición de este Documento. Lo planteado en dicho documento de política pública en manera alguna implica: i) que las tarifas aprobadas por la CREG no siguieron los criterios definidos para ello en la Ley 142 de 1994; ni ii) que allí exista promesa o anuncio alguno de incrementar las tarifas de TGI en función de los resultados del proceso de vinculación de un inversionista estratégico. Pasamos a explicar:

i) Apego a los criterios establecidos en la Ley 142 de 1994

Tal y como lo ha manifestado TGI ya en varias ocasiones, su alegación consiste en afirmar que la valoración de los activos de propiedad en ese entonces de Ecogás, y la consecuente aprobación de cargos hecha mediante la Resolución CREG 125 de 2003, no se ajustaron a lo preceptuado en la Ley 142 de 1994, esto es, que no correspondieron a valores eficientes. Por el contrario, afirma que allí se tuvieron en cuenta los valores surgidos a partir de lo establecido en el artículo 8° de la Ley 401 de 1997 en lo que tiene que ver con la escisión de los activos y derechos vinculados a la actividad de transporte de gas natural que ejercía Ecopetrol, así como los derechos derivados de los contratos relativos a dicha actividad, para la conformación del patrimonio inicial de Ecogás.

Aun cuando la metodología contenida en la Resolución CREG 126 de 2010 no contempla la revisión de la valoración de inversiones ya aprobadas en resoluciones anteriores,

la CREG analizó los argumentos planteados por TGI en la solicitud tarifaria, análisis que se encuentra reflejado en el Documento CREG 085 de 2011 y, consecuentemente, en la Resolución CREG 110 de 2011 recurrida.

Allí la CREG fue clara en afirmar, de acuerdo con lo consignado en las Resoluciones CREG 013 y 125 de 2003, así como en el Documento CREG 014 de 2003, que la valoración de los activos de Ecogás se circunscribió en forma estricta a los postulados que ordena la Ley 142 de 1994, en especial en materia de suficiencia financiera y, más aún, eficiencia económica.

No obstante lo anterior, TGI vuelve a referirse al Documento CONPES 3244 del 15 de septiembre de 2003, en el cual se analizaron las “Estrategias para la dinamización y consolidación del sector de Gas Natural en Colombia”. Al hacerlo, y a raíz de una lectura parcial y amañada, concluye lo siguiente:

(...)

La acotación del valor de las inversiones estaba expresamente dispuesta para Ecogás en la Ley 401 de 1997 y la Nación asumiría la diferencia que significaba esa acotación en menores ingresos tarifarios para Ecogás.

(...)

Al hacer su oferta, EEB se basó en los anuncios expuestos del Gobierno Nacional contenidos en el Documento CONPES 3244 de 2003, citado como una de las bases para definir el programa de enajenación de los activos de Ecogás. **Es decir, que la valoración de los activos así adquiridos, se utilizarían para efectos tarifarios como costos eficientes sin acotamiento alguno** (...).

La CREG, al mantener el acotamiento de esos activos invade la competencia del Gobierno Nacional que, como propietario de Ecogás, decidió no mantener el acotamiento que implícitamente conducía a un subsidio a la oferta.

(...)

La Resolución CREG 110 de 2011, **al mantener el acotamiento de los valores de la inversión existente, contrarió el criterio de Confianza Legítima que la jurisprudencia nacional ha introducido a la interpretación de las normas jurídicas**”. (Subrayas y negrillas propias).

Al respecto, como primer punto, se reitera el apego irrestricto de la CREG a los postulados de la Ley 142 de 1994 en la expedición de las Resoluciones CREG 013 y 125 de 2003, así como en todas sus actuaciones. Consecuencia de ello es el reconocimiento de valores eficientes, y no de valores *acotados* o distorsionados, según lo manifiesta TGI. En ese sentido, se reitera la posición de la Comisión consignada en el Anexo 17 del Documento 085 de 2011, así:

“La Comisión actuó y ha actuado con estricto respeto de lo que estipula la Ley 142 de 1994, estableciendo criterios de eficiencia claros para las empresas sujetas a la regulación que expide la entidad. Específicamente, así lo hizo en el año 2000 cuando estableció los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte; así mismo en 2003 cuando determinó los cargos regulados para el Sistema de Transporte de Ecogás y, en esa oportunidad, cuando valoró sus activos.

La afirmación de TGI carece de sustento. El soporte de la Resolución CREG de 013 de 2003, esto es el Documento CREG 014 de 2003, el cual solo se cita en la solicitud de TGI de manera marginal, consigna todo el análisis técnico, económico y jurídico que se hizo al momento de establecer los cargos mencionados. En dicho Documento se dejan claros los criterios de eficiencia que se tuvieron en cuenta para la valoración de los activos de Ecogás, e incluso cómo, con fundamento en los análisis efectuados, a la CREG no le era factible aceptar la petición de Ecogás, encaminada al mantenimiento de las tarifas que venían aplicándose, justamente porque, de acceder a ello, se violarían los principios de la Ley 142 de 1994, especialmente los de suficiencia financiera y eficiencia. Veamos:

(...)

Inversión Eficiente

El Gráfico 1 indica los costos unitarios (USD/m-pulg.), sin incluir ramales, para la mayoría de gasoductos de transporte construidos en el país. **Con relación a los gasoductos del Sistema de Ecogás se observa que la mayoría está por debajo del valor medio nacional (18 USD/mpulg.) y, también se observa que el costo para el Gasoducto Mariquita-Cali es aproximadamente dos veces el costo medio de 18 USD/m-pulg.**

Dada la particularidad en los costos del Gasoducto Mariquita-Cali, y considerando que es un gasoducto que cruza por zona montañosa, para evaluar la eficiencia en dicha inversión se propone establecer el costo promedio unitario de los gasoductos construidos en el país sobre topografías montañosas. Para lo anterior se considera topografía montañosa aquellos casos donde un gasoducto presente diferencia de altura en su recorrido superior a 800 metros. En la Tabla 23 se indican los respectivos gasoductos y el promedio del costo unitario (22.32 USD/m-pulg.) que se propone reconocer para el gasoducto troncal de Mariquita-Cali. **Nótese que este gasoducto es el único, dentro de los gasoductos troncales de Ecogás, que supera el costo unitario promedio de 22.3 USD/m-pulg.**” (Subrayas propias).

Según lo transcrito es claro que la CREG, en aplicación a lo dispuesto por el numeral 74.1⁵⁸ del artículo 74 de la Ley 142 de 1994, aplicó criterios diferenciales de eficiencia para el caso de Ecogás, en razón a su posición en el mercado, y dadas las condiciones de su Capacidad Máxima de Mediano Plazo.

⁵⁸ Artículo 74. Funciones especiales de las comisiones de regulación. (...) 74.1. De la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible.

a) 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 y 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. **La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.**

(...)

Más aún, la Comisión fue absolutamente clara al reiterar que en el proceso de valoración de los activos de Ecogás para la determinación de cargos en 2000-2003, se dio estricto cumplimiento a lo ordenado por la Ley 142 de 1994, especialmente a los criterios de eficiencia y suficiencia financiera en la determinación de tarifas. En efecto, en la misma Resolución número 125 se dijo lo siguiente:

“(...) Tal como se estipula en el Documento CREG-014 de 2003, las obras previstas se ejecutaron, pero se presentaron diferencias importantes entre las cifras estimadas y las obtenidas después de construidos los gasoductos. En ese sentido, **y atendiendo los criterios de eficiencia económica y suficiencia financiera**, la Comisión reconoció los valores de los activos recibidos por Ecogás de Ecopetrol en el proceso de escisión (...), valores que corresponden a lo establecido en el artículo 8° de la Ley 401 de 1998 y el Decreto número 958 de 1998. **Dichos valores están dentro de los costos unitarios eficientes de gasoductos construidos en el país según la información disponible en la Comisión.**

Con relación a los gasoductos de los BOMTs la CREG reconoció valores que también están dentro de los costos unitarios eficientes de gasoductos construidos en el país según la información disponible en la Comisión. (...) Así, mediante la Resolución CREG-001 de 2000 (numeral 3.2.1.1), la CREG consideró que el 70% del valor presente de los pagos a los contratistas corresponde a costos de inversión y gastos de AOM eficientes y es necesario reconocer al transportador **teniendo en cuenta los criterios de eficiencia y suficiencia financiera establecidos en la Ley 142 de 1994**. De otra parte, en relación con la inversión del Gasoducto Mariquita-Cali la Comisión adoptó, mediante la Resolución CREG-013 de 2003, un criterio particular **para evaluar la eficiencia en la inversión** (...). Lo anterior teniendo en cuenta que la CREG puede adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.

De lo anterior se puede concluir que los cargos aprobados mediante la Resolución CREG-013 de 2003 **incorporan tanto los costos eficientes en los que incurre el Transportador para la prestación del servicio como una evaluación de la utilización eficiente de los mismos**. Así mismo, no es cierto que exista un *pass through* de costos de inversión “sin considerar si la misma es adecuada, útil, utilizada” como lo aseveran los recurrentes, ya que la CREG reconoció única y exclusivamente los costos eficientes”. (Subrayas y negrillas propias).

Como se observa, tanto en la Resolución CREG 013 de 2003, como en su documento soporte (Documento CREG 14 de 2003) y en la Resolución CREG 125 de 2003, en la que se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la primera, la Comisión reiteró el cumplimiento estricto a la Ley 142 de 1994 y, específicamente, la plena observancia de los criterios de eficiencia económica y suficiencia financiera”.

Así las cosas, la premisa de la que parte TGI para su análisis, según la cual la CREG reconoció valores *acotados* en la aprobación de cargos de Ecogás, efectuada en las Resoluciones CREG 013 y 125 de 2003, es equivocada.

ii) Inferencias de TGI a partir del Documento CONPES 3244 de 2003 y la aplicación del Principio de Confianza Legítima

Ahora bien, en relación con el Documento CONPES 3244 de 2003 debe decirse que del mismo mal puede concluirse lo que pretende TGI, como pasa a exponerse.

En dicho Documento se estudian las acciones adoptadas a partir de las recomendaciones del Documento CONPES 3190 de 2002, entre las cuales se encontraba la de “*incorporar los resultados del estudio de beneficio-costos adelantado por los Ministerios de Minas y Energía y de Hacienda y Crédito Público para la definición del esquema tarifario del sistema de transporte de Ecogás*”. En el acápite “II. Antecedentes” del Documento CONPES 3244 se lee lo siguiente:

“Durante el 2002 el Gobierno Nacional adelantó una evaluación del Plan de Masificación de Gas y mediante documento CONPES No. 3190, presentó un balance de los objetivos alcanzados en términos de usuarios, municipios atendidos, kilómetros de redes tendidas y otras variables que muestran el buen desempeño del gas natural, en cuanto a penetración en el sector residencial, principalmente. Dicho documento recomendó, entre otras estrategias: i) adoptar una política estable e integral de precios de los energéticos, especialmente para los combustibles líquidos, ii) asegurar la disponibilidad del gas natural en el corto y largo plazo, y **iii) definir las acciones que garantizan la sostenibilidad financiera de Ecogás en el largo plazo**”.

Al ampliar el análisis sobre el punto resaltado, relevante para la presente resolución, el Gobierno Nacional reafirma lo que la CREG ha venido sosteniendo, en el sentido de que los cargos aprobados en 2003 a Ecogás observaron los criterios de suficiencia financiera y eficiencia económica consignados en la Ley 142 de 1994. Al respecto se lee:

“La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en el año 2000, a fin de optimizar la expansión del sistema de transporte de gas y la localización óptima futura de las plantas de generación eléctrica térmica a gas, estableció una metodología basada en una señal de distancia desde el punto de suministro. **Así mismo, para el sistema de transporte de Ecogás se consideraron los criterios de eficiencia ordenados en la ley, así como se hizo para el resto de transportadores**”.

Así pues, no resultan coherentes las alegaciones de TGI según las cuales i) existió un *acotamiento* del valor de la inversión de Ecogás; y ii) la CREG estaría violando el principio de confianza legítima por cuanto en el Documento CONPES 3244 se habría creado la expectativa de mayores tarifas para TGI.

En efecto, no tiene sentido concluir que del mismo documento que afirma que la CREG tuvo en cuenta el principio de eficiencia en la aprobación de cargos de Ecogás, según se transcribió, pueda inferirse que “*el Gobierno Nacional anunció con suficiente antelación (en el CONPES 3244 de 2003) que (...) el “hundimiento” de activos quedaría entonces sin vigencia*”, como lo afirma TGI en su recurso (página 16).

De acuerdo con esto, no se puede concluir como lo afirma la recurrente que en el CONPES 3244 de 2003 se encuentre inmerso un anuncio de incrementar las tarifas de TGI en función de los resultados del proceso de vinculación de un inversionista estratégico.

Lo anterior, volvemos a decir, no solo por cuanto no existió tal *hundimiento* ni acotamiento, sino por cuanto haberlo hecho significaría quebrantar la Ley 142 de 1994 y, con ello, el principio de igualdad, entre otros.

Adicionalmente, es de público conocimiento que la enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de Ecogás se realizó dentro del marco de los Decretos números 1404 de 2005 y 1404 de 2006, normas ajustadas a las disposiciones contenidas a las Leyes 222 y 226 de 1995 y el artículo 60 de la Constitución Política.

En las normas mencionadas no se evidencia relación alguna entre el valor que se llegará a pagar como resultado del proceso de enajenación y las actuaciones futuras de la CREG al momento de determinar los cargos regulados para TGI.

Otro elemento relevante para este análisis es el contenido de la Resolución CREG 087 de 2006, por la cual se precisa la aplicación de las Resoluciones CREG 076 de 2002, CREG 013 y CREG 125 de 2003 ante el evento en que la Sociedad TGI S.A. E.S.P. adquiera los activos, derechos y contratos de Ecogás, en desarrollo del programa de enajenación estatal en Ecogás.

En la parte considerativa de dicha resolución se señala que un cambio de propiedad u operador de los activos de un sistema de transporte no implica un cambio en los cargos regulados aprobados para remunerar la actividad de transporte de gas natural realizada con el respectivo sistema.

Esto debe entenderse, dentro del marco de la regulación que establecía los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural, en su momento la Resolución CREG 001 de 2000. En dicha resolución se dispuso que la actualización con el PPI sería la única operación aceptable para el caso del costo de la inversión reconocido en la última revisión tarifaria aprobada por la CREG.

Así las cosas, la recurrente acude nuevamente a interpretaciones subjetivas cuando indica que en gracia de discusión lo dispuesto por la Resolución CREG 085 de 2006 podría tener validez únicamente durante el período tarifario en curso.

El regulador fue claro en determinar que: i) Los valores eficientes reconocidos previamente para las inversiones en transporte solamente serían actualizados con el PPI; y ii) el cambio de propiedad u operador de los activos de un sistema de transporte no daría lugar a una modificación de los cargos regulados para dicho sistema.

Es por esto que, sustentar su alegación en la violación del principio de confianza legítima carece de todo fundamento, en primer lugar, debido a que no se acredita la existencia de los presupuestos jurisprudenciales que a nivel constitucional se deben cumplir para probar que se está ante un escenario en el cual se esté violando el principio de confianza legítima. Estos presupuestos son los siguientes:

“i) que exista la necesidad de preservar de manera perentoria el interés público; ii) la desestabilización cierta, razonable y evidente en la relación entre administración y los ciudadanos, y iii) la obligación de adoptar medidas transitorias que acomoden la actual situación a la nueva realidad”⁵⁹.

De la misma forma, en el presente caso no se puede alegar la existencia de una “expectativa legítima” susceptible de protección. Las “expectativas” para el presente caso no son “expectativas legítimas”, sino por el contrario, son “expectativas subjetivas”, debido a que obedecen no a un actuar de la administración, sino a un análisis subjetivo hecho por TGI, sustentado en la expedición del Documento CONPES 3244 de 2003.

Este análisis desconoce la coherencia y congruencia de las decisiones de la CREG adoptadas en la aprobación de cargos de Ecogás, efectuada en las Resoluciones CREG 013 y 125 de 2003, sustentadas en los criterios de eficiencia en materia tarifaria, previstos en la Ley 142 de 1994.

En relación con este punto, se debe tener en cuenta que la expectativa que ha de ser protegida a través del principio de confianza legítima parte de una “expectativa cierta”, lo cual se traduce en que una situación jurídica o material, abordada de cierta forma en el pasado, no ha de ser tratada de modo extremadamente desigual en otro período, lo cual, para el caso de las actuaciones de la CREG, incluyendo la de la presente resolución, tal como se ha expuesto, en relación con el Documento CONPES 3244, no se aplica para el caso concreto.

Sobre este punto, ha expuesto la Honorable Corte Constitucional:

“La confianza legítima ha de entenderse como la expectativa cierta de que una situación jurídica o material, abordada de cierta forma en el pasado, no sea tratada de modo extremadamente desigual en otro período, salvo que exista una causa constitucionalmente aceptable que legitime su variación. En este sentido, esta Corporación ha sostenido que ‘el administrado no es titular de un derecho adquirido sino que simplemente tiene una mera expectativa en que una determinada situación de hecho o regulación jurídica no serán modificadas intempestivamente, y en consecuencia su situación jurídica puede ser modificada por la Administración’. Como elemento incorporado al de buena fe, la confianza legítima puede proyectarse en el hecho de que se espere la perpetuación de específicas condiciones regulativas de una situación, o la posibilidad de que no se apliquen exigencias más gravosas de las ya requeridas para la realización de un fin, salvo que existan razones constitucionalmente válidas para ello”⁶⁰.

Igualmente, no se puede alegar la violación al principio de confianza ya que no se establece que el actuar de la CREG dentro de la presente actuación administrativa se entienda como una actuación arbitraria, intempestiva o improvisada, que contraría una “expectativa legítima” configurada con la expedición del Documento CONPES 3244 de 2003 o de las decisiones regulatorias previstas en las Resoluciones CREG 013 y 125 de 2003.

Las decisiones previas, así como la presente actuación, tal como se ha reiterado se sustentan en aplicación de principios en materia de servicios públicos domiciliarios, así como en los criterios en materia tarifaria de la Ley 142 de 1994, siendo decisiones coherentes y congruentes en cuanto a su contenido y resolución. Sobre la importancia de la coherencia

y congruencia de las decisiones en relación con la aplicación del principio de confianza legítima ha expuesto la Honorable Corte Constitucional:

“Así entonces, en consideración a los principios de confianza legítima y buena fe las autoridades y los particulares **deben ser coherentes en sus actuaciones y respetar los compromisos adquiridos en sus acuerdos y convenios; deben garantizar estabilidad y durabilidad de las situaciones generadas**, de tal suerte que ‘así como la administración pública no puede ejercer sus potestades defraudando la confianza debida a quienes con ella se relacionan, tampoco el administrado puede actuar en contra de aquellas exigencias éticas’⁶¹. (Resaltado fuera de texto).

En conclusión, no se puede hablar entonces de la violación del principio de confianza legítima en el caso concreto, ya que además de no acreditar sus presupuestos de existencia, no se establece una conducta arbitraria o que la presente decisión obedezca a un cambio intempestivo en materia regulatoria que desconozca una “expectativa legítima”.

De igual forma, esta “expectativa” no tiene un fundamento objetivo, es decir, no es legítima en cuanto su deber de protección, ya que el fundamento se deriva de un “juicio subjetivo” del Documento CONPES 3344 de 2003, así como de las decisiones previamente adoptadas por la CREG.

2. Frente a la petición de que se reconozcan plenamente los costos de las inversiones en compresoras, loops y variantes

En la Tabla 3 se indican los valores presentados por TGI en su solicitud tarifaria y los aprobados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 para estaciones compresoras, gasoductos *loops* y variantes, correspondientes a las variables IFPNI-1, IACT y PNI.

Tabla 3. Valores de inversión en compresoras, Loops y variantes

Proyecto	Solicitud tarifaria (A)	Aprobado en Resolución CREG 110 de 2011 (B)				Diferencia (A - B)
		USD de diciembre 31 de 2009				
		IFPNI-1 (a)	PNI (b)	IACI (c)	Total aprobado (a+b+c)	
Total	803.498.893	321.439.950	8.174.740	255.721.586	585.336.276	218.162.618
Compresoras	446.659.143	261.152.748		45.315.468	306.468.216	140.190.926
Loops	332.904.579	56.362.897		210.406.118	266.769.014	66.135.563
Variantes	23.935.172	3.924.304	8.174.740		12.099.044	11.836.128

Fuente: Documento CREG 085 de 2011 y solicitud tarifaria de TGI con radicado E-2010-009151

A continuación se analiza cada uno de los proyectos indicados en la Tabla 3.

2.1 Estaciones compresoras

En la Tabla 4 se indican las estaciones de compresión consideradas en los valores IFPNI-1 e IACT aprobados mediante la Resolución CREG 110 de 2011. También se indica la capacidad instalada en cada estación (en HP), el tramo de gasoducto donde se ubica cada estación, el valor unitario (en USD/HP instalado) presentado por TGI en la solicitud tarifaria, y el valor unitario reconocido mediante la Resolución CREG 110 de 2011. Se puede notar que en la estación Vasconia de 3.350 HP el valor solicitado por TGI es igual al reconocido mediante la Resolución CREG 110.

Tabla 4. Estaciones de compresión de IFPNI e IAC

Tramo de gasoducto / Estación	Potencia (HP)		Costo unitario (USD/HP) [1]	
	IFPNI-1	IACT	Solicitado	Aprobado Res. 110/11
	122.455	20.600		
Ballena - Barrancabermeja	70.335			
Norean	8.875		3.490	2.200
Hato Nuevo	7.100		3.860	1.917
La Jagua del Pilar	14.200		2.634	2.200
Casacará	11.760		2.927	1.917
Curumani	14.200		2.633	2.200
San Alberto	14.200		2.770	2.200
Barrancabermeja - Sebastopol	10.560			
Barrancabermeja [2]	10.560		3.189	2.200
Vasconia - Mariquita	5.920			
Vasconia [3]	3.550		1.320	1.320
	2.370		4.955	2.200
El Porvenir - La Belleza	27.240			
Miraflores	10.650		2.946	2.200
Puente - Guillermo	16.590		3.334	2.200
Mariquita - Pereira	8.400			
Padua	8.400		4.391	2.200
Mariquita - Gualanday		1.760		
Mariquita		1.760	5.571	2.200
Gasoducto de La Sabana		18.840		
Chía		18.840	2.986	2.200

Fuente: Documento CREG 085 de 2011 y solicitud tarifaria de TGI con radicado E-2010-009151.

[1] Cifras a diciembre 31 de 2009.

[2] En la solicitud tarifaria TGI reportó 12.240 HP para esta estación. En el trámite del recurso de reposición, y mediante la comunicación E-2012-002484, TGI aclaró que la capacidad de esta estación es de 10.560 HP.

[3] 3.550 HP entraron en operación en 2008 y 2.370 HP en 2011.

⁵⁹ Corte Constitucional, Sentencia SU-360 de 1999, reiterada la Sentencia T-021 de 2008.

⁶⁰ Corte Constitucional, Sentencia T-308 de 2011, citando la Sentencia C-478 de 1998.

⁶¹ Corte Constitucional, Sentencia T-642 de 2004, citando la Sentencia T-295 de 1999.

En las páginas 209 y 210 del Documento CREG 085 de 2011 se expone que para evaluar la eficiencia del valor de inversión de las estaciones de compresión se utilizaron cifras publicadas por la revista *Oil and Gas*. Estas cifras corresponden a costos unitarios medios por año para estaciones de compresión instaladas en Estados Unidos de América, EE. UU., en el período 2002 a 2010. A los valores de *Oil and Gas* se les adicionó un 1% correspondiente a costos de transporte. Estos valores ajustados, y actualizados con el PPI a diciembre de 2009, correspondieron a los valores de inversión eficientes reconocidos en la Resolución CREG 110 de 2011 para las estaciones de compresión del sistema de TGI que hacen parte de inversiones IFPNI-1 e IACT.

En el recurso TGI plantea inconformidad en los siguientes aspectos relacionados con el valor eficiente de las estaciones de compresión de la Tabla 4: i) benchmarking de las estaciones de compresión; ii) actualización a precios de la fecha base; iii) variación justificada en los parámetros de comparación entre diferentes períodos tarifarios; y iv) particularidades de algunas de las estaciones de compresión. A continuación se analizan estos aspectos.

2.1.1 Benchmarking – Estaciones de compresión

TGI anota:

“La CREG utiliza como referencia el costo por HP instalado en los Estados Unidos en los últimos años para descontar supuestamente por ineficientes cerca de ciento treinta (130) millones de dólares⁶² de las inversiones en compresión que viene realizando TGI desde hace varios años y que proyecta acometer en el mediano plazo. La desagregación por proyecto se presenta a continuación y equivale en promedio a más del 30% de la inversión ejecutada por TGI mediante procesos públicos de compra y contratación, tal y como se le hizo conocer a la Comisión en la solicitud tarifaria.

(...)

La comparación efectuada no resulta robusta teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- No hay forma de verificar la validez, la credibilidad y aplicabilidad de la información de la Revista referenciada.

- No hay diferenciación tecnológica entre las estaciones de compresión incluidas en la muestra. A manera de ejemplo, en USA: ‘Most compressor stations are fueled by a portion of the natural gas flowing through the station, although in some areas of the country, all or some of the units may be electrically powered primarily for environmental or security reasons’⁶³.

- No hay diferenciación en la escala de las estaciones de compresión incluidas en la muestra. En USA: ‘although the large-scale compressor stations generally associated with the major interstate trunklines stand out in terms of installed horsepower and throughput capacity, most compressor stations are relatively small-scale operations. For instance, about three-fourths of all compressor stations have an installed horsepower level below 20,000 and a throughput capacity of less than 1 Bcf per day (Figure 3). The prevalence of smaller scale compressor stations reflects the large number of grid type interstate natural gas pipeline systems that operate within established regional markets such as the Northeast, Midwest, or Southeast. Moreover, compressor stations located on grid-type systems tend to be designed with less horsepower because operational line pressures are less, average capacity is lower, and much of the system consists of thinner-walled, smaller-diameter natural gas pipelines’⁶⁴.

(...)

- No se especifica si los costos referenciados corresponden a los costos de capital de las estaciones de compresión, o si estos incluyen los costos de servidumbres, construcción e instalación de dichas estaciones. Si los incluye, la participación de estos costos en el costo total puede diferir significativamente entre USA y Colombia. Si no los incluye, el benchmarking realizado por la CREG resulta espurio.

- Desconoce las características particulares de los proyectos y del contexto en el que estos se llevan a cabo. Por ejemplo, en Colombia en los últimos años se ha incrementado de demanda de ingeniería y construcción de proyectos de infraestructura energética, lo que ha resultado en un incremento en los precios de respectivos. Sobra decir que la oferta de firmas especializadas que realicen este tipo de proyectos es muy superior en USA respecto a Colombia.

- Desconoce las condiciones macroeconómicas del país. Dada la fuerte revaluación del peso, las componentes en moneda local de los proyectos están incrementando de forma importante el costo equivalente en dólares de los proyectos.

- La CREG no explica por qué razón optó por una muestra de estaciones de compresión de USA y no consideró estaciones de compresión construidas en el país, o en países de la región, que podrían haberle brindado un mejor contexto para realizar el ejercicio planteado.

(...)

De lo anterior se entiende que la recurrente cuestiona:

a) Los valores de referencia utilizados para evaluar la eficiencia en costos de las estaciones de compresión, para lo cual indica que TGI ejecutó las inversiones mediante procesos públicos de compra y contratación, y

b) La robustez de la muestra utilizada para hacer la comparación de costos entre estaciones construidas en EE. UU. y estaciones construidas en el sistema de TGI. En este punto la recurrente indica que:

- No hay forma de verificar la validez, credibilidad y aplicabilidad de la muestra.
- No hay diferenciación tecnológica en las estaciones utilizadas en la muestra, en particular el tipo de energía que alimenta el motor primario (i.e. gas o energía eléctrica).
- No hay diferenciación en la escala de las estaciones utilizadas en la muestra, y se sugiere que la mayoría de las estaciones de la muestra tienen capacidades inferiores a 20.000 HP. tamaños pequeños.
- No se especifica si los valores de referencia incluyen todos los costos asociados a una estación de compresión, tales como servidumbres, construcción e instalación.
- No incluye el contexto en el que se construyeron, e.g. en Colombia se incrementó la demanda de ingeniería y construcción de proyectos energéticos.
- Se desconoce la condición macroeconómica de la revaluación de la moneda local.
- No se explica por qué no se utilizaron datos de estaciones construidas en Colombia o en países de la región.

Con relación al primer punto se debe anotar que la *metodología* estipula que “La CREG establecerá el valor eficiente de estos activos a partir de costos eficientes de otros activos comparables, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el Anexo 1 de la presente resolución, u otros criterios de evaluación de que disponga”. Cabe anotar que el concepto de eficiencia es uno de los criterios tarifarios establecidos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994. La metodología de la Resolución CREG 126 de 2010 no establece que el valor eficiente de la inversión en proyectos asociados a las variables IFPNI-1 e IACT se evalúa con base en información obtenida por el transportador en procesos de compra y contratación de los proyectos.

También es pertinente anotar que los criterios generales para remunerar la actividad de transporte, establecidos en la Resolución CREG 126 de 2010, corresponden a una metodología de carácter general, impersonal y abstracto. Esta metodología establece un esquema de cargos máximos fijos y variables por distancia para remunerar la inversión, y cargos fijos para remunerar los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM). En el cálculo de estos cargos máximos se utilizan los valores eficientes de inversión y gastos, y la demanda esperada eficiente sobre el respectivo gasoducto o grupo de gasoductos.

Lo anterior corresponde a una metodología de incentivos, en la cual el transportador se puede considerar como un agente activo en la búsqueda de eficiencia (e.g. reducción de costos y aumento de demanda). Este tipo de metodologías tienen asociado un mayor riesgo para el agente si se compara con metodologías de ingreso regulado o tasa de retorno. Consecuentemente este mayor riesgo se remunera a través una mayor tasa de costo de capital⁶⁵.

De conformidad con lo anterior le corresponde a la CREG establecer el valor eficiente de las inversiones, para lo cual, de conformidad con la *metodología*, se utilizan métodos de comparación. Los valores obtenidos por el transportador en sus procesos de compra y contratación pueden resultar superiores o inferiores a aquellos determinados por el regulador. Esto hace parte del riesgo inherente a la metodología de incentivos.

Con respecto a la robustez de la muestra utilizada para hacer la comparación de costos entre estaciones construidas en EE. UU. y estaciones construidas en el sistema de TGI conviene realizar un análisis detallado. Este análisis debe incluir la valoración del dictamen pericial realizado por el perito Calvin Peter Oleksuk.

Como se expone en la Sección III de la presente resolución, el dictamen rendido por el perito Oleksuk es completo y legítimo para ser analizado dentro del trámite tendiente a resolver el recurso interpuesto por TGI contra la Resolución CREG 110 de 2011. En la prueba pericial se solicitó al perito Calvin Peter Oleksuk responder dos preguntas relacionadas con compresores, a saber: i) cuantificar las economías de escala por potencia instalada en caballos (HP) que se pueden presentar en la construcción de estaciones de compresión recíprocantes y alimentadas con gas natural y; ii) indicar cuáles son las variables que inciden en el costo total de construcción de estaciones de compresión recíprocantes y alimentadas con gas natural, e indicar el peso porcentual de cada variable sobre el total.

Para valorar el dictamen del perito Oleksuk conviene separar los puntos del peritaje que se consideran relevantes para establecer el valor eficiente en la inversión de estaciones de compresión. Estos puntos son: i) economías de escala; ii) variables que inciden en el costo; iii) cifras de *Oil and Gas*; iv) compresores centrífugos vs. recíprocantes; v) elementos adicionales solicitados por TGI; y vi) impuestos.

a) Economías de escala

En el Gráfico 1 se muestran los resultados presentados por el perito Oleksuk con respecto a la pregunta relacionada con economías de escala. Los valores de este gráfico se obtienen de las cifras indicadas en la Tabla 5. Del gráfico claramente se observa la existencia de economías de escala por potencia instalada (HP) para el rango mostrado (i.e. 1.500 a 20.000 HP). Es decir, a mayor potencia instalada menor costo unitario, expresado en dólares americanos de diciembre de 2009 por caballo de potencia (HP) instalado.

De acuerdo con lo expuesto en el dictamen del perito Oleksuk, las cifras mostradas en el Gráfico 1 y en la Tabla 5 corresponden a costos de estaciones de compresión instaladas en EE. UU. a mayo de 2012 (cifras FOB en planta).

La presencia de economías de escala en la construcción de estaciones de compresión fue planteada por TGI en su recurso. A través del peritaje se corrobora tal situación, por lo que hay lugar a incorporar este resultado en la valoración eficiente de estaciones de compresión.

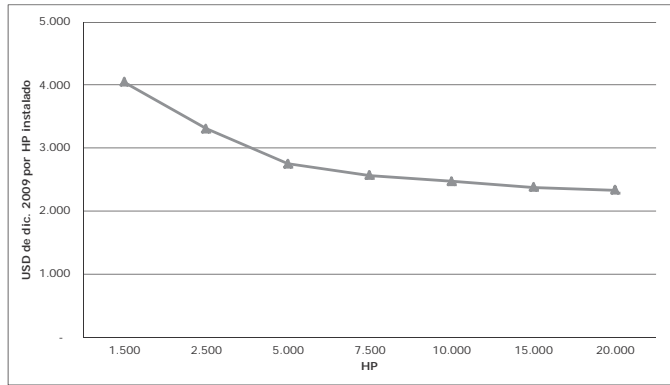
⁶² Este valor no incluye USD4,8 millones que se dejaron de reconocer correspondientes a la construcción en 2006 de la Estación Miraflores.

⁶³ ‘Natural Gas Compressor Stations on the Interstate Pipeline Network: Developments since 1996’. Energy Information Administration, Office of Oil and Gas, November 2007.

⁶⁴ ‘Natural Gas Compressor Stations on the Interstate Pipeline Network: Developments since 1996’. Energy Information Administration, Office of Oil and Gas, November 2007.

⁶⁵ En el artículo 10 de la Resolución CREG 126 de 2010 se establece una tasa de 15,02%, real antes de impuestos, para el cargo fijo y 17,70%, real antes de impuestos, para el cargo variable. En metodologías de ingreso regulado, como la aplicable en la actividad de transmisión de energía eléctrica en Colombia, la tasa es de 11,5% real antes de impuestos.

Gráfico 1. Costos por caballo de fuerza (HP) instalado para compresores recíprocos



Fuente: Adaptado del dictamen pericial del perito Calvin Peter Oleksuk, radicado E-2012-003878 del 4 de mayo de 2012. Nota: El perito Oleksuk presentó las cifras en dólares americanos de mayo de 2012. Para expresar las cifras en precios constantes de diciembre de 2009, que es la fecha base de las cifras de la Res. 110 de 2011, se utilizó el índice PPI.

b) Variables que inciden en el costo

La respuesta dada por el perito Oleksuk a la segunda pregunta, relacionada con las variables que inciden en el costo total de construcción de estaciones de compresión recíprocos, y su respectivo peso porcentual, se resume en las cifras indicadas en la Tabla 5.

De acuerdo con lo planteado en el dictamen del perito Oleksuk, las cifras mostradas en la Tabla 5 corresponden a costos de estaciones de compresión instaladas en EE. UU. a mayo de 2012 (FOB en planta). Así mismo, el perito estimó el costo para una estación normalizada de 15.000 HP y a partir de este valor aplicó factores para estimar el valor de estaciones con otras potencias.

Tabla 5. Variables que inciden en el costo de inversión de estaciones de compresión recíprocos

Station ISO Horsepower (HP)	20.000		15.000		10.000		7.500		5.000		2.500		1.500	
	US MS	%	US MS	%	US MS	%	US MS	%	US MS	%	US MS	%	US MS	%
EQUIPMENT														
Compressor	23,14	49,6%	17,36	48,7%	11,57	46,8%	8,68	45,1%	5,79	42,1%	2,89	35,0%	1,74	28,6%
Cooling	0,00	0,0%	0,00	0,0%	0,00	0,0%	0,00	0,0%	0,00	0,0%	0,00	0,0%	0,00	0,0%
Pumps	0,05	0,1%	0,04	0,1%	0,03	0,1%	0,03	0,2%	0,03	0,2%	0,02	0,3%	0,02	0,3%
Vessels	0,34	0,7%	0,26	0,7%	0,18	0,7%	0,14	0,9%	0,10	0,8%	0,07	0,8%	0,05	0,8%
PKG Units	0,62	1,3%	0,53	1,5%	0,44	1,8%	0,40	2,4%	0,35	2,7%	0,31	3,7%	0,29	4,8%
Labor to install	0,44	0,9%	0,33	0,9%	0,22	0,9%	0,16	0,9%	0,11	0,8%	0,05	0,7%	0,03	0,5%
MATERIALS														
Foundations	0,40	0,9%	0,31	0,9%	0,22	0,9%	0,17	0,9%	0,12	0,9%	0,08	0,9%	0,06	1,0%
Steel/BLDGS	0,88	1,9%	0,68	1,9%	0,47	1,9%	0,37	1,9%	0,27	2,0%	0,17	2,0%	0,13	2,1%
Pipe	4,15	8,9%	3,28	9,2%	2,40	9,7%	1,97	10,2%	1,53	11,1%	1,09	13,2%	0,92	15,1%
EL/INST	1,38	3,0%	1,25	3,5%	1,13	4,6%	1,07	5,5%	1,00	7,3%	0,94	11,4%	0,92	15,1%
Other direct	1,00	2,2%	0,77	2,2%	0,54	2,2%	0,42	2,2%	0,31	2,2%	0,19	2,3%	0,15	2,4%
Install'n	3,09	6,6%	2,31	6,5%	1,64	6,2%	1,16	6,0%	0,77	5,6%	0,39	4,7%	0,23	3,8%
Subcontracts	1,41	3,0%	1,06	3,0%	0,71	2,9%	0,53	2,8%	0,35	2,6%	0,18	2,1%	0,11	1,7%
INDIRECT														
Field staff/Labor	0,58	1,2%	0,48	1,4%	0,39	1,6%	0,34	1,8%	0,29	2,1%	0,24	2,9%	0,22	3,7%
Camp/EO/Contract	1,38	3,0%	1,06	3,0%	0,74	3,0%	0,58	3,0%	0,42	3,1%	0,27	3,2%	0,20	3,3%
SUB TOTAL	38,86		29,72		20,59		16,02		11,45		6,89		5,06	
Engineering	3,89	8,3%	2,97	8,3%	2,06	8,3%	1,60	8,3%	1,15	8,3%	0,69	8,3%	0,51	8,3%
Contingency 10%	3,89	8,3%	2,97	8,3%	2,06	8,3%	1,60	8,3%	1,15	8,3%	0,69	8,3%	0,51	8,3%
TOTAL	46,63	100,0%	35,67	100,0%	24,70	100,0%	19,22	100,4%	13,74	100,2%	8,26	100,0%	6,07	100,0%
STATION USS/HP	2,331		2,378		2,470		2,563		2,749		3,305		4,047	

Fuente: Adaptado del dictamen pericial del perito Calvin Peter Oleksuk, radicado E-2012-003878 del 4 de mayo de 2012. Nota 1: Las cifras de inversión están expresadas en millones de dólares americanos de diciembre de 2009. Nota 2: El perito Oleksuk presentó las cifras en dólares americanos de mayo de 2012. Para expresar las cifras en precios constantes de diciembre de 2009, que es la fecha base de las cifras de la Resolución CREG 110 de 2011, se utilizó el índice PPI definido en el artículo 2° de la Resolución CREG 126 de 2010.

c) Cifras de Oil and Gas

En su dictamen el perito Oleksuk presentó un análisis sobre la confiabilidad de las estimaciones de costos que utilizó para responder las preguntas planteadas. Para este análisis el perito comparó costos reales de dos fuentes de información para un periodo de tiempo similar. Una fuente es *Oil and Gas Journal Data Book* y la otra corresponde a datos históricos de la compañía *Nova Gas Pipelines* que el perito denomina *Nova Data*. El perito señala que los datos históricos *Nova Data* corresponden a "una base de diseño común y una sola ubicación geográfica". En su análisis el perito muestra que las cifras de *Oil and Gas* presentan una tendencia inconsistente con respecto a economías de escala, lo que no sucede con *Nova Data*. El perito anota que los datos de *Oil and Gas* son cuestionables.

El perito Oleksuk concluyó que "factores confiables con buena precisión pueden ser derivados de estaciones de diseño común, o en otras palabras, estaciones adecuadamente normalizadas. Expandiendo este razonamiento, dada la suficiente información sobre diseños y ubicaciones alternos específicos, los datos normalizados presentados aquí pueden ser usados para desarrollar diseños (y ubicaciones) alternos normalizados para producir factores de estimación similarmente confiables de precisión razonable".

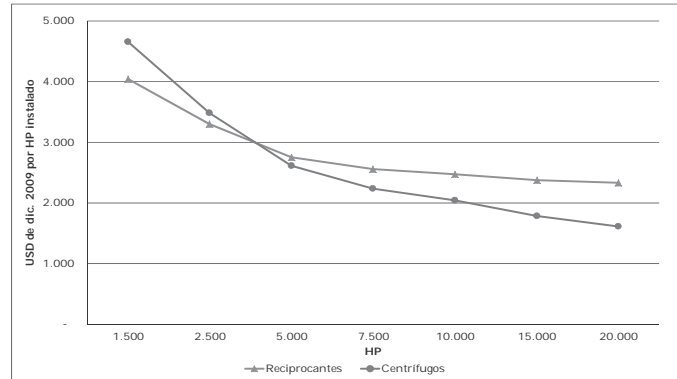
Lo anterior permite concluir que las cifras presentadas por el perito Oleksuk de acuerdo con el objeto de la prueba pericial decretada en la Resolución CREG 010 de 2012, son una fuente de información más precisa que la que podría obtenerse a través de las cifras públicas en *Oil and Gas Journal* las cuales se utilizaron en la Resolución CREG 110 de 2011. Por ejemplo, las publicaciones de *Oil and Gas* no permiten precisar el tipo de tecnología (i.e. recíprocante o centrífuga) de las estaciones de compresión incluidas en la publicación. En

tal sentido, es adecuado considerar las cifras del dictamen pericial para efectos de analizar el valor eficiente de las estaciones de compresión indicadas en la Tabla 4.

d) Estaciones centrífugas vs. recíprocos

En su dictamen el perito Oleksuk también presentó cifras que ilustran las economías de escala, y las variables que inciden en el costo total, aplicables a estaciones de compresión centrífugas. En el Gráfico 2 se muestran las cifras sobre economías de escala presentadas por el perito Oleksuk para estaciones de compresión recíprocos y centrífugas instaladas en EE. UU. a mayo de 2012⁶⁶. Se observa que para capacidades superiores a 4.000 HP el costo unitario en compresores centrífugos es inferior al de compresores recíprocos.

Gráfico 2. Costos por caballo de fuerza (HP) instalado Compresores centrífugas vs. recíprocos



Fuente: Adaptado del dictamen pericial del perito Calvin Peter Oleksuk, radicado E-2012-003878 del 4 de mayo de 2012. Nota: El perito Oleksuk presentó las cifras en dólares americanos de mayo de 2012. Para expresar las cifras en precios constantes de diciembre de 2009, que es la fecha base de las cifras de la Res. 110 de 2011, se utilizó el índice PPI.

En el dictamen el perito Oleksuk anota que "Desde un punto de vista operativo, las unidades de compresión centrífuga tienen una disponibilidad en el rango de 97% debido a que el mantenimiento de los controladores es efectuado eficientemente fuera del lugar y se ha instalado un controlador de repuesto para minimizar el tiempo de inactividad. Es por esto que esta se han convertido en la norma en servicios de tubería moderna. Unidades alternantes tienen largos tiempos de inactividad debido al mantenimiento y son normalmente mantenidas en el lugar, lo cual requiere unidades de repuesto completas en el lugar para mantener la disponibilidad de la estación durante cortes forzados y planeados de la unidad. Esto se adiciona al costo total de capital ya que los caballos de fuerza instalados no son caballos de fuerza disponibles. Dicho de otra manera, la potencia requerida para la compresión de gas es menor que la que está instalada. Esto hace que los costos de capital y operacionales sean más altos para una estación centrífuga comparable".

Así mismo anota que "es raro encontrar la utilización de tecnología alternativa (recíprocante) en sistemas de tuberías recientes y modernas en los EE.UU., y aún más raro es encontrar estaciones de compresores alternativos (recíprocos) de unidades múltiples".

De lo anterior se tiene que:

i) Para capacidades instaladas superiores a 4.000 HP, las estaciones de compresión centrífugas son la alternativa más eficiente en términos de inversión. Esto contrasta con aquellas estaciones de TGI indicadas en la Tabla 4 que tienen capacidades superiores a 4.000 HP y son de tecnología recíprocante.

De acuerdo con la metodología, los agentes pueden elegir la tecnología que consideren adecuada para su sistema de transporte. Así mismo, para efectos regulatorios se debe considerar el valor eficiente, el cual corresponderá a la tecnología de menor costo que permita prestar el servicio de manera adecuada. Sin embargo, al considerar que este criterio de mínimo costo por tecnología se precisó con el dictamen del perito Oleksuk, para las estaciones de compresión en evaluación que ya están instaladas se considera adecuado tener en cuenta la tecnología ya elegida por el transportador (i.e. recíprocante). En aquellos casos en que la estación no se ha instalado, lo cual puede corresponder con inversiones asociadas a la variable IACT, existe la posibilidad de que el transportador considere una u otra tecnología. Esta última situación se podría presentar en la estación de Chía (ver Tabla 4).

De acuerdo con lo anterior, y dado que en la solicitud tarifaria TGI presentó la tecnología recíprocante para la Estación de Chía, se considerará el valor eficiente para la Estación de Chía evaluado a partir de una estación recíprocante. En todo caso, si el transportador instala unidades centrífugas en Chía, para el periodo tarifario t+1 la Comisión ajustará el respectivo valor eficiente al valor de estaciones centrífugas. Por consiguiente, en la presente Resolución se establecen los valores eficientes para ambas tecnologías, y los respectivos cargos regulados asociados a la estación de tecnología recíprocante como lo presentó TGI en su solicitud tarifaria;

ii) Las cifras de *Oil and Gas*, utilizadas por la CREG para establecer el valor eficiente de las estaciones de compresión de IFPNI-I e IACT incluidas en la Resolución CREG 110 de 2011, pueden corresponder principalmente a estaciones de compresión de tecnología centrífuga. Lo anterior debido a que, como se indicó antes, dichas cifras corresponden a costos unitarios medios por año para estaciones de compresión construidas en EE. UU. durante el periodo reciente 2002 a 2010.

66 El perito Oleksuk presentó las cifras en dólares americanos de mayo de 2012. Para expresar las cifras en precios constantes de diciembre de 2009, que es la fecha base de las cifras de la Resolución CREG 110 de 2011, se utilizó el índice PPI definido en el artículo 2° de la Resolución CREG 126 de 2010.

Para efectos comparativos en el Gráfico 3 se muestran las cifras presentadas por el perito Oleksuk para estaciones centrífugas y reciprocantes, los valores unitarios reconocidos en la Resolución CREG 110 de 2011 para las estaciones de IFPNI-1 e IACT, y los valores reportados por TGI en su solicitud tarifaria. Los valores de TGI y los reconocidos en la Resolución CREG 110 de 2011 que se muestran el Gráfico 3 corresponden a cada una de las estaciones de compresión indicadas en la Tabla 4.

Las cifras Gráfico 3 indican que:

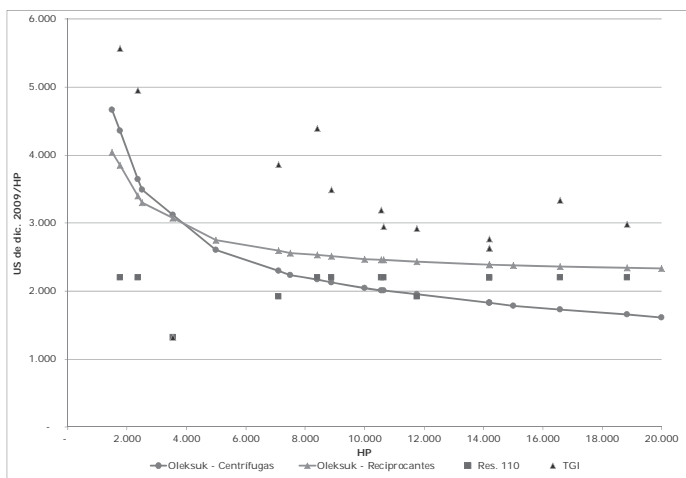
1. La principal diferencia entre los valores del perito Oleksuk y los de la Resolución CREG 110 de 2011 es la de economías de escala por potencia instalada que no se incluyen en la Resolución CREG 110.

2. Los valores reconocidos en la Resolución CREG 110 para estaciones con potencia instalada superior a 8.000 HP son iguales o superiores a los propuestos por el perito Oleksuk para estaciones centrífugas. Ya se indicó que los valores reconocidos en la Resolución CREG 110 corresponden principalmente a estaciones centrífugas.

3. Los valores reconocidos en la Resolución CREG 110 para estaciones con potencia instalada superior a 8.000 HP son ligeramente inferiores a los propuestos por el perito Oleksuk para estaciones reciprocantes. Ya se indicó que los valores reconocidos en la Resolución CREG 110 corresponden principalmente a estaciones centrífugas.

4. Los valores solicitados por TGI muestran efectos de economías de escala por potencia instalada.

Gráfico 3. Comparación de valores unitarios: Res. 110 de 2011 – Estaciones reciprocantes y centrífugas según Oleksuk – Solicitud de TGI



Fuente: Res. CREG 110 de 2011, solicitud tarifaria de TGI y dictamen pericial del perito Calvin Peter Oleksuk.
NOTA: Los datos del dictamen del perito Oleksuk se interpolaron en línea recta para trazar la curva completa.

e) Elementos adicionales solicitados por TGI

Mediante las Comunicaciones E-2012-004853 y E-2012-004870 TGI presentó comentarios al dictamen del perito Oleksuk. En estos comentarios TGI anotó, entre otros aspectos, lo siguiente:

“En general, consideramos acertadas las respuestas del perito, en especial la conclusión que obtiene sobre la inconveniencia de utilizar información como la de Oil and Gas Journal debido a la gran dispersión de los datos allí contenidos y al elevado margen de error de los costos de compresión por HP que se obtienen a partir de dichas fuentes. Así mismo, es de destacar que el perito menciona que a pesar de su amplia experiencia, constantemente se ha sorprendido con la gran variación que se presenta a nivel mundial en el costo de estaciones de compresión y que recomienda adaptar sus resultados ‘normalizados’ al caso colombiano en lo que tiene que ver con las variables que explican los costos de compresión.

(...)

La experiencia en Colombia muestra una mayor pendiente (mayores des-economías de escala) en la curva de costo por HP a partir de estaciones con una potencia instalada menor o igual a 10.000 HP respecto a lo indicado por el Sr. Oleksuk ...

(...)

TGI diseñó las estaciones principalmente bajo el estándar ASME B31.3 (sic) lo cual incrementa el costo al elevar el peso de la tubería, también se utilizaron códigos como el APU 752 que brinda una reducción del riesgo ante Fuego y explosión y el API 521 para el dimensionamiento de la Tea.

(...)

En conclusión: a las aclaraciones y complementaciones solicitadas en el memorial anterior, respetuosamente se solicita que el señor Perito complemente su dictamen, mostrando los costos en Colombia de estaciones compresoras, tomando en cuenta su experiencia y las propias consideraciones que hace en su expertise”.

En sus comentarios TGI presentó una lista de posibles elementos adicionales en una estación de compresión en Colombia. Así mismo, TGI solicitó al perito Oleksuk precisar cuáles de estos posibles elementos adicionales están incluidos en la estación normalizada en EE. UU., y complementar el dictamen realizando una sensibilidad a la estación normalizada de EE. UU. donde se incluyan los elementos adicionales de una estación de compresión en Colombia.

En respuesta a los comentarios de TGI el perito Oleksuk aclaró qué elementos se incluyeron en la estación normalizada. Así mismo, el perito presentó la sensibilidad a la estación normalizada teniendo en cuenta elementos adicionales planteados por TGI. El perito Oleksuk también aclaró que la estación normalizada presentada en el dictamen considera diseños bajo el Código ANSI B31.8 aplicable a ductos, mientras que TGI utilizó el Código ANSI B31.3, aplicable a plantas, lo cual incrementa los costos.

El perito analizó elementos adicionales solicitados por TGI, y realizó sensibilidad de costos incluyendo en la estación normalizada los valores indicados en la Tabla 6.

Tabla 6. Elementos adicionales analizados por el perito Oleksuk

Ítem	Valor incluido en estación normalizada	
	USD de mayo de 2012	USD de diciembre de 2009
Diques de contención	50.000	48.219
Enfriadores de gas	2.200.000	2.121.622
Bodega-taller y edificios	200.000	192.875
Tea	480.000	462.899
Separadores (<i>Slug Catcher</i>)	820.000	790.786
Filtros de respaldo	425.000	409.859
Conexiones en caliente (<i>Hot tap</i>)	600.000	578.624
Vías pavimentadas	200.000	192.875
Total	4.975.000	4.797.758

Fuente: Dictamen de perito Oleksuk, radicado CREG E-2012-006016 del 27 de junio de 2012.

En la Tabla 7 se muestra la sensibilidad realizada por el perito Oleksuk cuando se incluyen los valores indicados en la Tabla 6. Se debe tener en cuenta que las cifras de la Tabla 7 están expresadas en dólares de diciembre de 2009 y para estaciones instaladas o construidas en EE. UU. a mayo de 2012.

Tabla 7. Sensibilidad a variables que inciden en el costo de inversión de estaciones de compresión reciprocantes

Station ISO Horsepower (HP)	20.000		15.000		10.000		7.500		5.000		2.500		1.500	
	US \$	%	US \$	%	US \$	%	US \$	%	US \$	%	US \$	%	US \$	%
EQUIPMENT														
Compressor	23,14	42,8%	17,36	41,9%	11,57	40,3%	11,57	44,7%	5,79	36,0%	2,89	29,8%	1,74	24,2%
Cooling	1,86	3,4%	1,40	3,4%	0,93	3,2%	0,70	2,7%	0,47	2,9%	0,23	2,4%	0,14	1,9%
Pumps	0,05	0,1%	0,04	0,1%	0,03	0,1%	0,03	0,1%	0,03	0,2%	0,02	0,2%	0,02	0,3%
Vessels	1,40	2,6%	1,08	2,6%	0,76	2,6%	0,59	2,3%	0,43	2,7%	0,27	2,8%	0,21	2,9%
Flare	0,15	0,3%	0,14	0,3%	0,14	0,5%	0,13	0,5%	0,13	0,8%	0,12	1,2%	0,12	1,7%
PKG Units	0,73	1,4%	0,63	1,5%	0,52	1,8%	0,47	1,8%	0,42	2,6%	0,37	3,8%	0,34	4,8%
Labor to install	1,02	1,9%	0,76	1,8%	0,51	1,8%	0,38	1,5%	0,25	1,6%	0,13	1,3%	0,08	1,1%
MATERIALS														
Foundations	0,71	1,3%	0,55	1,3%	0,38	1,3%	0,30	1,2%	0,22	1,4%	0,14	1,4%	0,10	1,5%
Steel/BLDGS	0,88	1,6%	0,68	1,6%	0,47	1,6%	0,37	1,4%	0,27	1,7%	0,17	1,7%	0,13	1,8%
Pipe	5,44	10,0%	4,29	10,4%	3,15	10,9%	2,57	10,0%	2,00	12,5%	1,43	14,7%	1,20	16,7%
EL/INST	1,38	2,5%	1,25	3,0%	1,13	3,9%	1,07	4,1%	1,00	6,2%	0,94	9,7%	0,92	12,7%
Other direct	1,32	2,4%	1,01	2,4%	0,71	2,5%	0,56	2,2%	0,41	2,5%	0,25	2,6%	0,19	2,7%
Install'n	3,38	6,2%	2,54	6,1%	1,69	5,9%	1,27	4,9%	0,85	5,3%	0,42	4,3%	0,25	3,5%
Subcontracts	1,67	3,1%	1,25	3,0%	0,84	2,9%	0,63	2,4%	0,42	2,6%	0,21	2,1%	0,13	1,7%
INDIRECT														
Field staff/Labor	0,58	1,1%	0,48	1,2%	0,39	1,3%	0,34	1,3%	0,29	1,8%	0,24	2,5%	0,22	3,1%
Camp/EO/Contract	1,38	2,5%	1,06	2,6%	0,74	2,6%	0,58	2,3%	0,42	2,6%	0,27	2,7%	0,20	2,8%
SUB TOTAL	45,09		34,52		23,95		21,56		13,38		8,10		5,99	
Engineering 10%	4,51	8,3%	3,45	8,3%	2,40	8,3%	2,16	8,3%	1,34	8,3%	0,81	8,3%	0,60	8,3%
Contingency 10%	4,51	8,3%	3,45	8,3%	2,40	8,3%	2,16	8,3%	1,34	8,3%	0,81	8,3%	0,60	8,3%
TOTAL	54,11	100,0%	41,43	100,0%	28,75	100,0%	25,88	100,0%	16,06	100,0%	9,72	100,0%	7,18	100,0%
STATION US\$/HP	2,706		2,762		2,875		3,450		3,212		3,888		4,789	

Fuente: Adaptado del dictamen pericial del perito Calvin Peter Oleksuk, radicado E-2012-006403 del 11 de julio de 2012.

Nota 1: Las cifras de inversión están expresadas en millones de dólares americanos de diciembre de 2009.

Nota 2: El perito Oleksuk presentó las cifras en dólares americanos de mayo de 2012. Para expresar las cifras en precios constantes de diciembre de 2009, que es la fecha base de las cifras de la Resolución CREG 110 de 2011, se utilizó el índice PPI definido en el artículo 2 de la Resolución CREG 126 de 2010.

No obstante lo anterior, el perito cuestionó la justificación de algunos de estos elementos adicionales en estaciones de compresión. A continuación se analiza cada uno de los elementos indicados en la Tabla 6.

Diques de contención

El perito anota que “Los diques de contención en concreto no son, probablemente, energéticamente dependientes por completo, pero varían de 0.15 hasta 0.7% del costo de la estación. (Última cifra representativa de la estación de 1.500 hp). Este puede ser un requisito B31.3 que causa costos adicionales y puede no ser justificado. \$50.000 fue usado en la estación de 15.000 hp”. En concepto del perito Oleksuk, los requerimientos adicionales debidos al código B31.3 pueden no ser justificados.

Posteriormente, en las objeciones parciales al dictamen del perito Oleksuk, presentadas mediante la Comunicación E-2012-007386 del 3 de agosto de 2012, TGI presentó nueva información para justificar este ítem. Sin embargo, de acuerdo con lo expuesto en el numeral III de esta resolución se indicó que estos argumentos, así como la información que de esta hace parte, no fueron alegados al momento de interponer el recurso, por lo que la misma es extemporánea.

En relación con esto, se entiende que estos argumentos de acuerdo como fueron allegados a la actuación, se encuentran por fuera de los parámetros de decisión previstos en el artículo 59 del Código Contencioso Administrativo y en especial en aplicación del principio de congruencia, ya que los mismos no fueron parte del recurso de reposición, por tanto no hay lugar a valorarla dentro de la presente actuación. Frente a esto el Honorable Consejo de Estado ha expuesto:

“De conformidad con el principio de congruencia, al superior, cuando resuelve el recurso de apelación, solo le es permitido emitir un pronunciamiento en relación con los aspectos recurridos de la providencia del inferior, razón por la cual la potestad del juez en este caso se encuentra limitada a confrontar lo decidido con lo impugnado en el respectivo recurso y en el evento en que exceda las facultades que posee en virtud del mismo, se configurará la causal de nulidad prevista en el numeral 2 del artículo 140 del Código de Procedimiento Civil, relativa a la falta de competencia funcional”⁶⁷.

Así mismo, debido a que estos argumentos se incorporan dentro de las objeciones al dictamen pericial, se precisó dentro del mismo aparte de la presente resolución, que estos elementos se encontraban por fuera del objeto del dictamen pericial, de la misma forma que los mismos, así como las pruebas solicitadas para su demostración no eran procedentes para acreditar la existencia de un error grave respecto del dictamen del perito Oleksuk, en virtud del trámite previsto en el artículo 238 del Código de Procedimiento Civil.

Con base en lo anterior no hay lugar a incorporar este elemento adicional en la valoración de las estaciones de compresión indicadas en la Tabla 4.

Enfriadores de gas

El perito Oleksuk anota que el enfriamiento “es un porcentaje significativo en el costo de la estación, especialmente durante el verano o en países calientes”, y considera adecuado incluir en la estación normalizada el valor de USD 2.200.000 (cifras a mayo de 2012) propuesto por TGI en los comentarios que realizó al dictamen del perito. En tal sentido, es pertinente incluir la anterior cifra en la valoración de las estaciones de compresión indicadas en la Tabla 4.

Bodega-taller y edificios

El perito anota que “Las estaciones remotas no son consideradas en el informe de la estación normalizada. Para estos, un edificio de almacenamiento de taller necesita ser añadido junto con más instalaciones de personal. El resto de los elementos mencionados están incluidos en la estación normalizada. \$200.000 usados en la estación de 15.000 hp. 6-2.8%”. En tal sentido, es pertinente incluir la anterior cifra en la valoración de las estaciones de compresión indicadas en la Tabla 4.

Tea

El perito anota que “El sistema de purga está incluido en la estación normalizada, sin embargo, el quemador no lo está. No estoy totalmente familiarizado con los costos del quemador. He tenido que incorporarlos en ocasiones por razones técnicas y noté que los requisitos de alta velocidad de purga los hicieron difíciles de diseñar. Deben ser algo dependientes de la energía. \$480.000 parece alto a pesar de que se requiere un área grande de grava y libre de vegetación. Los quemadores no son normales en las estaciones de compresión de gasoductos ya que la ANSI B31.8 no los requiere. Permití \$480.000, pero es necesario que haya alguna justificación de la que no estoy al tanto”.

Sobre los estándares aplicables, el perito indicó que “TGI anota que ellos diseñan para planta código B31.3, no para gasoducto código B31.8. Esto agrega un costo significativo y ofrece poco beneficio. En situaciones en las que he participado en donde una decisión tenía que ser tomada para la localización de la compresión inicial de un gasoducto, dentro de la planta de gas o fuera de la puerta, la economía general a favor de seleccionar una planta de compresión fuera de las instalaciones operadas por la compañía de gasoducto, no por la empresa de la planta. ANSI B31.8 proporciona una seguridad razonable. Requisitos sobre el código del gasoducto necesita justificación”.

En este aparte el perito presentó la siguiente nota:

“NOTA: Yo no sé si TGI requiere quemadores porque ellos siguen el código B 31.3, como se afirma en el Anexo 2, o si hay una razón técnica para ellos. En cualquier caso algo no es normal aquí. Si se trata de un problema de código, ¿por qué no puede TGI seguir los códigos de gasoductos, como todos los otros gasoductos? Si se trata de una cuestión técnica, debido a la composición del gas, ¿por qué no puede TGI demandar la calidad de tubería seca, libre de CO₂, gas limpio como cualquier otra compañía de gasoducto? Esto ahorra los costos de un quemador, pero también reduce tubería, tierra, equipo de limpieza, slug catchers, etc.”.

En las objeciones parciales al dictamen del perito Oleksuk, presentada mediante la Comunicación E-2012-007386 del 3 de agosto de 2012, TGI presentó nueva información para justificar este ítem. Sin embargo, de acuerdo con lo expuesto en el numeral III de esta resolución se indicó que estos argumentos, así como la información que de esta hace parte, no fueron alegados al momento de interponer el recurso, por lo que la misma es extemporánea.

En relación con esto, se entiende que estos argumentos de acuerdo como fueron allegados a la actuación, se encuentran por fuera de los parámetros de decisión previstos en el artículo 59 del Código Contencioso Administrativo y en especial en aplicación del principio de congruencia, ya que los mismos no fueron parte del recurso de reposición, por tanto no hay lugar a valorarla dentro de la presente actuación⁶⁸.

Así mismo, debido a que estos argumentos se incorporan dentro de las objeciones al dictamen pericial, se precisó dentro del mismo aparte de la presente resolución, que estos elementos se encontraban por fuera del objeto del dictamen pericial, de la misma forma que los mismos, así como las pruebas solicitadas para su demostración no eran procedentes para acreditar la existencia de un error grave respecto del dictamen del perito Oleksuk, en virtud del trámite previsto en el artículo 238 del Código de Procedimiento Civil.

Con base en lo anterior no hay lugar a incorporar este elemento adicional en la valoración de las estaciones de compresión indicadas en la Tabla 4.

Separadores (Slug Catcher)

El perito anota que “Con la calidad del gas de los gasoductos, los slugs de un tamaño que niegan el uso de un filtro integrado/separador no se prevén en la estación normalizada, véase la nota anterior. En realidad, muchos operadores de la estación no han reportado incidencias de un slug y a menudo no haber tenido que bombear el tanque de drenaje del separador. Solo una planta de gas alterada puede causar esta cantidad de líquidos o formación de líquidos y por lo tanto, después de las primeras descargas de la estación de una planta, muchas estaciones de Estados Unidos y Canadá no incluyen ningún separador. Un slug catcher separado indicaría una operación estándar totalmente diferente a la operación de la estación normalizada, y puede que se necesite ser revisada para determinar por qué. \$820.000 son usados en la estación de 15.000 hp”.

En las objeciones parciales al dictamen del perito Oleksuk, presentada mediante la Comunicación E-2012-007386 del 3 de agosto de 2012, TGI presentó nueva información para justificar este ítem. Sin embargo, de acuerdo con lo expuesto en el numeral III de esta resolución se indicó que estos argumentos, así como la información que de esta hace parte, no fueron alegados al momento de interponer el recurso, por lo que la misma es extemporánea.

En relación con esto, se entiende que estos argumentos de acuerdo como fueron allegados a la actuación, se encuentran por fuera de los parámetros de decisión previstos en el artículo 59 del Código Contencioso Administrativo y en especial en aplicación del principio de congruencia, ya que los mismos no fueron parte del recurso de reposición, por tanto no hay lugar a valorarla dentro de la presente actuación⁶⁹.

Así mismo, debido a que estos argumentos se incorporan dentro de las objeciones al dictamen pericial, se precisó dentro del mismo aparte de la presente resolución, que estos elementos se encontraban por fuera del objeto del dictamen pericial, de la misma forma que los mismos, así como las pruebas solicitadas para su demostración no eran procedentes para acreditar la existencia de un error grave respecto del dictamen del perito Oleksuk, en virtud del trámite previsto en el artículo 238 del Código de Procedimiento Civil.

Con base en lo anterior no hay lugar a incorporar este elemento adicional en la valoración de las estaciones de compresión indicadas en la Tabla 4.

Filtros de respaldo

El perito anota que “El uso de filtros 100% de reserva para la continuidad de la operación resulta en un costo extra. Otros arreglos pueden ser suficientes y menos costosos. Adicional a esto, no veo la necesidad de filtros de descarga. Sin entender cuál es el problema técnico y qué procedimientos de operación garanticen esto, \$425.000 son usados en la sensibilidad de mi estación de 15.000 hp, solo para la filtración de entrada”.

En las objeciones parciales al dictamen del perito Oleksuk, presentada mediante la Comunicación E-2012-007386 del 3 de agosto de 2012, TGI presentó nueva información para justificar este ítem. Sin embargo, de acuerdo con lo expuesto en el numeral III de esta Resolución se indicó que estos argumentos, así como la información que de esta hace parte, no fueron alegados al momento de interponer el recurso, por lo que la misma es extemporánea.

En relación con esto, se entiende que estos argumentos de acuerdo como fueron allegados a la actuación, se encuentran por fuera de los parámetros de decisión previstos en el artículo 59 del Código Contencioso Administrativo y en especial en aplicación del principio de congruencia, ya que los mismos no fueron parte del recurso de reposición, por tanto no hay lugar a valorarla dentro de la presente actuación⁷⁰.

Así mismo, debido a que estos argumentos se incorporan dentro de las objeciones al dictamen pericial, se precisó dentro del mismo aparte de la presente resolución, que estos elementos se encontraban por fuera del objeto del dictamen pericial, de la misma forma que los mismos, así como las pruebas solicitadas para su demostración no eran procedentes para acreditar la existencia de un error grave respecto del dictamen del perito Oleksuk, en virtud del trámite previsto en el artículo 238 del Código de Procedimiento Civil.

Con base en lo anterior no hay lugar a incorporar este elemento adicional en la valoración de las estaciones de compresión indicadas en la Tabla 4.

Conexiones en caliente (Hot tap)

El perito indica que “Conexiones de hot tap son requeridas como resultado de no proveer para las futuras estaciones en la etapa inicial de construcción del gasoducto. Esto ahorra dinero al principio, pero cuesta más adelante. Estos no son tenidos en cuenta para la estación normalizada. La estación normalizada no incluye refugios para las válvulas de patio. Las pruebas de ingeniería de fallas reales han demostrado que la ubicación y orientación adecuada de estas válvulas es suficiente. \$600.000 para hot tap son usados en la estación de 15.000 hp. Véase la nota general al final”.

Con base en lo anterior es pertinente incluir la anterior cifra en la valoración de las estaciones de compresión indicadas en la Tabla 4.

Vías pavimentadas

El perito anota que “Las mejoras y la seguridad del patio están incluidas en la estación normalizada. Espaciamiento recomendado UL es la norma en el diseño de la estación en Norteamérica. Las rutas pavimentadas parecen razonables dadas las circunstancias. \$200.000 para la pavimentación son usados en la estación de 15.000 hp”.

Con base en lo anterior es pertinente incluir la anterior cifra en la valoración de las estaciones de compresión indicadas en la Tabla 4.

En la Tabla 8 se muestran las cifras resultantes al incluir los elementos adicionales considerados eficientes. Se debe tener en cuenta que las cifras de la Tabla 8 están expresadas en dólares de diciembre de 2009 y para estaciones instaladas o construidas en EE. UU. a mayo de 2012.

⁶⁷ Consejo de Estado, Sección Tercera, sentencia del 1° de abril de 2009, Expediente 32.800, M. P. Ruth Stella Correa Palacio.

⁶⁸ Consejo de Estado, Sección Tercera, sentencia del 1° de abril de 2009, Expediente 32.800, M. P. Ruth Stella Correa Palacio.

⁶⁹ Consejo de Estado, Sección Tercera, sentencia del 1° de abril de 2009, Expediente 32.800, M. P. Ruth Stella Correa Palacio.

⁷⁰ Consejo de Estado, Sección Tercera, sentencia del 1° de abril de 2009, Expediente 32.800, M. P. Ruth Stella Correa Palacio.

Tabla 8. Desagregación de variables que inciden en el costo de inversión de estaciones de compresión recíprocantes, incluyendo elementos adicionales considerados eficientes

Station ISO Horsepower (HP)	20.000		15.000		10.000		7.500		5.000		2.500		1.500	
	US M\$	%	US M\$	%	US M\$	%	US M\$	%	US M\$	%	US M\$	%	US M\$	%
EQUIPMENT														
Compressor	23,14	45,0%	17,36	44,1%	11,57	42,4%	11,57	46,9%	5,79	38,2%	2,89	31,8%	1,74	26,0%
Cooling	1,86	3,6%	1,40	3,6%	0,93	3,4%	0,70	2,8%	0,47	3,1%	0,23	2,6%	0,14	2,1%
Pumps	0,05	0,1%	0,04	0,1%	0,03	0,1%	0,03	0,1%	0,03	0,2%	0,02	0,2%	0,02	0,3%
Vessels	0,34	0,7%	0,26	0,7%	0,18	0,7%	0,14	0,6%	0,10	0,7%	0,07	0,7%	0,05	0,7%
Flare														
PKG Units	0,73	1,4%	0,63	1,6%	0,52	1,9%	0,47	1,9%	0,42	2,8%	0,37	4,0%	0,34	5,2%
Labor to install	0,69	1,3%	0,52	1,3%	0,35	1,3%	0,26	1,1%	0,17	1,1%	0,09	1,0%	0,05	0,8%
MATERIALS														
Foundations	0,46	0,9%	0,36	0,9%	0,25	0,9%	0,20	0,8%	0,14	0,9%	0,09	1,0%	0,07	1,0%
Steel/BLDGs	0,88	1,7%	0,68	1,7%	0,47	1,7%	0,37	1,5%	0,27	1,8%	0,17	1,9%	0,13	1,9%
Pipe	5,13	10,0%	4,05	10,3%	2,97	10,9%	2,43	9,8%	1,89	12,5%	1,35	14,8%	1,13	17,0%
EL/INST	1,38	2,7%	1,25	3,2%	1,13	4,1%	1,07	4,3%	1,00	6,6%	0,94	10,3%	0,92	13,7%
Other direct	1,25	2,4%	0,96	2,4%	0,68	2,5%	0,53	2,1%	0,39	2,5%	0,24	2,6%	0,18	2,7%
Install'n	3,34	6,5%	2,51	6,4%	1,67	6,1%	1,25	5,1%	0,84	5,5%	0,42	4,6%	0,25	3,8%
Subcontracts	1,67	3,2%	1,25	3,2%	0,84	3,1%	0,63	2,5%	0,42	2,8%	0,21	2,3%	0,13	1,9%
INDIRECT														
Field staff/Labor	0,58	1,1%	0,48	1,2%	0,39	1,4%	0,34	1,4%	0,29	1,9%	0,24	2,6%	0,22	3,3%
Camp/EQ/Contract	1,38	2,7%	1,06	2,7%	0,74	2,7%	0,58	2,4%	0,42	2,8%	0,27	2,9%	0,20	3,0%
SUB TOTAL	42,90		32,81		22,72		20,57		12,63		7,59		5,57	
Engineering 10%	4,29	8,3%	3,28	8,3%	2,27	8,3%	2,06	8,3%	1,26	8,3%	0,76	8,3%	0,56	8,3%
Contingency 10%	4,29	8,3%	3,28	8,3%	2,27	8,3%	2,06	8,3%	1,26	8,3%	0,76	8,3%	0,56	8,3%
TOTAL	51,47	100,0%	39,37	100,0%	27,26	100,0%	24,68	100,0%	15,16	100,0%	9,11	100,0%	6,69	100,0%
STATION US\$/HP	2,574		2,625		2,726		3,291		3,032		3,643		4,457	

Fuente: Adaptado del dictamen pericial del perito Calvin Peter Oleksuk, radicado E-2012-006403 del 11 de julio de 2012.

Nota 1: Las cifras de inversión están expresadas en millones de dólares americanos de diciembre de 2009.

Nota 2: El perito Oleksuk presentó las cifras en dólares americanos de mayo de 2012. Para expresar las cifras en precios constantes de diciembre de 2009, que es la fecha base de las cifras de la Resolución CREG 110 de 2011, se utilizó el índice PPI definido en el artículo 2 de la Resolución CREG 126 de 2010.

Para el caso de estaciones centrífugas las cifras se presentan en la Tabla 9. En este caso se muestran únicamente los valores para 20.000 y 15.000 HP que es el rango en que se ubica la Estación de Chía. Se debe tener en cuenta que las cifras de Tabla 9 están expresadas en dólares de diciembre de 2009 y para estaciones instaladas o construidas en EE. UU. a mayo de 2012. Como referencia para valoraciones futuras en el Anexo 8 se muestran las cifras para estaciones de compresión recíprocantes y centrífugas presentadas por el perito Oleksuk, incluyendo elementos adicionales considerados eficientes.

Tabla 9. Desagregación de variables que inciden en el costo de inversión de estaciones de compresión centrífugas, incluyendo elementos adicionales considerados eficientes

Station ISO Horsepower (HP)	20.000		15.000	
	US M\$	%	US M\$	%
EQUIPMENT				
Compressor	11,67	31,5%	10,32	33,9%
Coolers	1,86	5,0%	1,40	4,6%
Pumps	0,05	0,1%	0,04	0,1%
Vessels	0,34	0,9%	0,26	0,9%
Flare				
PKG Units	0,73	2,0%	0,63	2,1%
Labor to install	0,69	1,9%	0,52	1,7%
MATERIALS				
Foundations	0,46	1,3%	0,36	1,2%
Steel/BLDGs	0,88	2,4%	0,68	2,2%
Pipe	5,13	13,8%	4,05	13,3%
EL/INST	1,38	3,7%	1,25	4,1%
Other direct	1,25	3,4%	0,96	3,2%
Install'n	3,34	9,0%	2,51	8,2%
Subcontracts	1,67	4,5%	1,25	4,1%
INDIRECT				
Field staff/Labor	0,58	1,6%	0,48	1,6%
Camp/EQ/Contract	1,38	3,7%	1,06	3,5%
SUB TOTAL	31,42		25,77	
Engineering 8%	2,51	6,8%	2,06	6,8%
Contingency 10%	3,14	8,5%	2,58	8,5%
TOTAL	37,08	100,0%	30,41	100,0%
STATION US\$/HP	1,854		2,027	

Fuente: Adaptado del dictamen pericial del perito Calvin Peter Oleksuk, radicado E-2012-006403 del 11 de julio de 2012.

Nota 1: Las cifras de inversión están expresadas en millones de dólares americanos de diciembre de 2009.

Nota 2: El perito Oleksuk presentó las cifras en dólares americanos de mayo de 2012. Para expresar las cifras en precios constantes de diciembre de 2009, que es la fecha base de las cifras de la Resolución CREG 110 de 2011, se utilizó el índice PPI definido en el artículo 2 de la Resolución CREG 126 de 2010.

A partir de las cifras de las dos tablas anteriores se establece el valor correspondiente a cada una de las estaciones de compresión de la Tabla 4. Para ello se hace una interpolación en línea recta dado que las potencias (HP) de las estaciones a evaluar no necesariamente coinciden con las potencias indicadas en la Tabla 8 y en la Tabla 9.

Se debe tener en cuenta que las cifras indicadas en la Tabla 8 y en la Tabla 9 corresponden a estaciones valoradas por el perito Oleksuk en mayo de 2012. Es decir, corresponde al valor de instalar la respectiva estación en esta fecha. Dado que las estaciones de la Tabla 4 tienen fechas de instalación anteriores a mayo de 2012, excepto la Estación de Chía que a la fecha de la expedición de la Resolución CREG 110 de 2011 no se había construido, es necesario indexar las respectivas cifras.

Para la indexación se aplica la metodología establecida en el numeral 2 del Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010 que incorpora el comportamiento de los precios del acero, de mano de obra y otros⁷¹. Las proporciones de acero, mano de obra y otros se obtienen de la desagregación de variables realizada por el perito Oleksuk, indicadas en la Tabla 8 y en la Tabla 9. Para efectos regulatorios se asume como fecha de instalación la reportada por TGI como fecha de importación de equipos⁷².

En la Tabla 10 se muestran, para cada estación: i) los valores obtenidos por interpolación de las cifras indicadas en la Tabla 8 y en la Tabla 9; ii) las fechas de instalación; iii) las proporciones de equipo, mano de obra y otros; iii) los indexadores obtenidos en cada caso; y iv) los valores unitarios indexados. Nótese que en esta tabla no se incluye la estación Vasconia de 3.550 HP, mostrada en la Tabla 4, dado que en la Resolución CREG 110 de 2011 se aprobó todo el valor solicitado por TGI para esta estación. Así mismo, se incluye el valor de la Estación Chía en tecnología centrífuga de acuerdo con lo analizado anteriormente.

Tabla 10. Desagregación de variables que inciden en el costo de inversión de estaciones de compresión, incluyendo elementos adicionales considerados eficientes

Tramo de gasoducto / Estación	Potencia (HP)		Valor unitario interpolado	Fecha de Equipos Mano de Otros				Indexadores		Valor unitario indexado	Valor unitario indexado	
	IFPWI-1	IAC1		Instalación [1]	[2]	[3]	[4]	Equipos	Mano de obra			Otros
	USD de mayo 2012 /HP			%				USD corrientes/HP		USD de dic. 2009 /HP		
	122.455		20.600									
Ballena - Barrancabermeja	70.335											
Norean			3,091	Nov. 2009	60	23	17	1,294	1,277	1,037	2,496	2,496
Hato Nuevo			3,370	Nov. 2009	60	23	17	1,294	1,277	1,037	2,722	2,722
La Jagua del Pilar			2,738	Oct. 2009	60	23	17	1,236	1,277	1,040	2,270	2,277
Casacará			2,790	Mar. 2007, Abril y Oct. 2009	60	23	17	1,156	1,414	1,078		2,466
Curumani			2,738	Oct. 2009	60	23	17	1,236	1,277	1,040	2,270	2,277
San Alberto			2,738	Nov. 2009	60	23	17	1,294	1,277	1,037	2,212	2,212
Barrancabermeja - Sebastopol	10.560											
Barrancabermeja			2,815	Abril 2007, Nov. 2007, Oct. 2009	60	23	17	1,167	1,399	1,071	2,357	2,479
Vasconia - Mariquita	5.920											
Vasconia			3,887	Nov. 2009	55	25	20	1,294	1,277	1,037	3,163	3,163
El Porvenir - La Belleza	27.240											
Miraflores			2,813	Nov. 2009	60	23	17	1,294	1,277	1,037	2,273	2,273
Puerto - Guillermo			2,705	Nov. 2009	60	23	17	1,294	1,277	1,037	2,185	2,185
Mariquita - Pereira	8.400											
Padua			3,202	Nov. 2009	60	23	17	1,294	1,277	1,037	2,586	2,586
Mariquita - Guastanday	1.760											
Mariquita			4,402	Feb. 2010	52	20	28	1,170	1,173	1,036	3,896	3,893
Gasoducto de La Sabana	18.840											
Chía recíprocante			2,681	NA	60	23	17	1,000	1,000	1,000	2,681	2,681
Chía centrífuga			1,964	NA	55	25	20	1,000	1,000	1,000	1,964	1,964

Fuente: Solicitud tercia de TGI con radicado E-2010-009151, dictamen pericial de Oleksuk y evaluación CREG.

[1] TGI, radicación E-2012-006132.

[2] Corresponde a "Compressor, cooling, pumps, vessels, PKG units, pipe" según dictamen pericial de Oleksuk.

[3] Corresponde a "Labor to install, install'n, subcontracts, field/staff labor, camp/EQ/contract, engineering 10%" según dictamen pericial de Oleksuk.

[4] Corresponde a "Foundations, steel/BLDGs, EL/INST, other direct, contingency 10%" según dictamen pericial de Oleksuk.

[5] Dólares de la fecha de instalación.

f) Impuestos y costos de transporte

Anteriormente se indicó que las cifras presentadas por el perito Oleksuk, mostradas en la Tabla 5, corresponden a cifras FOB en planta. Al considerar estas cifras para evaluar el valor eficiente de estaciones de compresión construidas en Colombia es necesario agregar los impuestos y costos de transporte del caso.

Mediante la Comunicación E-2012-004984 la firma ABC Cargo Logistic S.A., de acuerdo con las normas en materia aduanera e impositiva aplicables para la presente actuación administrativa, presentó a la Comisión información sobre costos estimados de importación de equipos de las estaciones de compresión indicadas en la Tabla 4. De esta información se precisa que los equipos (i.e. motor y compresor) de las estaciones de la Tabla 4, puestos en sus respectivos sitios en Colombia, están sujetos a arancel, IVA y otros gastos (e.g. transporte, bodega, seguros, porteo, entre otros). En promedio el rubro de otros gastos corresponde al 1,3% del valor de los equipos importados. Por su parte el IVA es 16% y el arancel 15%, aunque el arancel ha sido sujeto a modificaciones y variaciones en el tiempo según lo precisó la DIAN mediante Comunicación E-2012-003178.

Mediante la Comunicación E-2012-007236 TGI indicó, entre otros aspectos, que: i) las dimensiones de los equipos que consideró ABC Cargo Logistic S.A. para realizar las estimaciones de otros costos difieren de las dimensiones reales de los equipos utilizados; ii) la fecha de importación de los equipos utilizada por ABC Cargo Logistic S.A. no corresponde con la fecha real de importación de los equipos; iii) TGI tramitó exención arancelaria basada en el Decreto número 4743 de 2005 (el cual ya no está vigente) para la importación de algunas unidades de compresión.

Con respecto a las dimensiones de los equipos se aclara que la estimación de ABC Cargo Logistic S.A. es indicativa, y en todo caso este aspecto tiene un peso porcentual bajo (i.e. 1,3% en promedio) sobre el valor de los equipos importados. Dicha estimación se basó en las dimensiones provistas por esta entidad de acuerdo con la información disponible en los sitios web de los fabricantes de los equipos mencionados e información suministrada por TGI.

Sobre la fecha de importación se aclara que ABC Cargo Logistic S.A. realizó las estimaciones con base en la fecha de entrada en operación de las respectivas estaciones. En este caso hay lugar a utilizar las fechas de importación precisas reportadas por TGI mediante la Comunicación E-2012-006132.

⁷¹ Para indexar a la fecha de construcción de las estaciones en evaluación se parte de las cifras a mayo de 2012 y se llevan a cifras de la fecha de construcción de cada estación, y luego se actualiza con el PPI a cifras de diciembre de 2009.

⁷² Se entiende que antes de la importación ya se han adelantado actividades que implican mano de obra y otros.

Con relación a la exención arancelaria tramitada por TGI se aclara que desde el punto de vista regulatorio el manejo de impuestos es un asunto de gestión empresarial que hace parte de la metodología de incentivos que rige para la actividad de transporte. En tal sentido no hay lugar a considerar este aspecto.

Con base en lo anterior se considera adecuado incluir, en las estaciones de compresión indicadas en la Tabla 4, excepto la estación Vasconia de 3.550 HP, los valores obtenidos luego de aplicar arancel, IVA y otros gastos al valor de los equipos importados⁷³. Estos equipos importados corresponden principalmente a los equipos de compresión propiamente dichos y a los enfriadores como lo indica TGI en la Comunicación E-2012-007236.

El valor del equipo de compresión, sobre el cual se aplica el arancel, IVA y otros gastos, se obtiene de los valores presentados en la Tabla 5 bajo el nombre de “compresores” (compresores), debidamente interpolados según la potencia de cada estación. El valor de los enfriadores, sobre el cual se aplica el arancel, IVA y otros gastos, se obtiene de los valores señalados en la Tabla 7 bajo el nombre de “cooling” (equipo de enfriamiento), debidamente interpolados según la potencia de cada estación. Acá se debe tener en cuenta que antes de aplicar los porcentajes de arancel, IVA y otros gastos es necesario indexar, según los indexadores de equipos mencionados en la Tabla 10, los valores obtenidos de la interpolación para los compresores y el equipo de enfriamiento.

De acuerdo con las fechas de importación reportadas por TGI, y al tener en cuenta las tarifas de IVA y arancel reportadas por la DIAN, el IVA aplicable a todas las estaciones es del 16%, y el arancel aplicable a todas las estaciones, excepto Chía, es del 15%. Para el caso de la Estación de Chía el arancel es del 5%. Para el caso de otros gastos se considera adecuado aplicar el 1,3%.

En la última columna de la Tabla 11 se muestran los valores por concepto de arancel, IVA y otros gastos, obtenidos de aplicar la anterior metodología. También se señalan las cifras utilizadas para el cálculo.

Tabla 11. Valor de arancel, IVA y otros gastos

Tramo de gasoducto / Estación	Potencia (HP)		Valor interpolado		Indexadores	(A) + (B)	(A) + (B)	Arancel + IVA + Otros gastos	
	IFPNI-1	IACt	USD de mayo de 2012			Equipos	USD corrientes		Miil. USD de dic. 2009
			Compresor (A)	Enfriador (B)			(1)		Miil. USD de dic. 2009
	122.455	20.600			C	(A)/(B)/C			
Ballena - Barrancabermeja	70.335								
Noran	8.875		12,000	0,858	1,294	9,935	9,935	3,209	
Hato Nuevo	7.100		11,040	0,684	1,294	9,059	9,059	2,926	
La Jagua del Pilar	14.200		17,040	1,373	1,236	14,896	14,943	4,827	
Casacará	11.760		14,112	1,137	1,156	13,192	13,891	4,487	
Curumani	14.200		17,040	1,373	1,236	14,896	14,943	4,827	
San Alberto	14.200		17,040	1,373	1,294	14,228	14,228	4,595	
Barrancabermeja - Sebastopol	10.560								
Barrancabermeja	10.560		12,672	1,021	1,167	11,730	12,334	3,984	
Vasconia - Mariquita	5.920								
Vasconia	2.370		2,844	0,229	1,294	2,375	2,375	0,767	
El Porvenir - La Belleza	27.240								
Miraflores	10.650		12,780	1,030	1,294	10,671	10,671	3,447	
Puente - Guillemo	16.590		19,908	1,604	1,294	16,622	16,622	5,369	
Mariquita - Pereira	8.400								
Padua	8.400		12,000	0,812	1,294	9,900	9,900	3,198	
Mariquita - Gualanday	1.760								
Mariquita	1.760		2,112	0,170	1,170	1,950	1,949	0,629	
Gasoducto de La Sabana	18.840								
Chía reciprocante	18.840		22,608	1,821	1,000	24,429	24,429	5,203	
Chía centrífuga	18.840		11,775	1,821	1,000	13,596	13,596	2,896	

Fuentes: Solicitud tarifaria de TGI con radicado E-2010-009151, dictamen pericial de Oleksuk y evaluación CREG.

(1) Dólares de la fecha de instalación.

2.1.2 Actualización a precios de la fecha base

La recurrente anota:

“La metodología de actualización utilizada por la CREG no tiene en cuenta que la instalación de una estación de compresión tiene dos partes básicas, la compra de las unidades de compresión y sus principales accesorios (que son importados y se pagan en dólares); y la construcción misma de la estación (que se realiza por firmas establecidas en Colombia y se paga en pesos colombianos).

Por lo tanto, los valores se deben actualizar mediante su desagregación en su componente de unidades de compresión (dólares) y en su componente de construcción (que se debe expresar en pesos de la fecha inicial), para luego actualizar cada componente de forma independiente”.

En las páginas 210 y 211 del Documento CREG 085 de 2011 se explica la metodología de comparación utilizada para establecer los valores eficientes en USD/HP utilizados en la Resolución CREG 110 de 2011. En general, para cada estación de compresión se comparó el valor propuesto por TGI en su solicitud tarifaria con el valor medio de las estaciones construidas en EE. UU. en el año en que se construyó la respectiva estación del sistema de TGI. Es decir, la muestra utilizada para comparar recoge los costos de construcción en el respectivo año. En tal sentido, no hubo lugar a realizar actualizaciones de costos por componentes. La única actualización que tiene lugar es aquella asociada al PPI que permite actualizar el valor de los respectivos cargos que remuneran la inversión.

Para el caso de estaciones a construir (i.e. inversiones de IACt) se utilizó como muestra información de estaciones construidas en EE. UU. durante el período 2009-2010. Esto recoge información de estaciones construidas en 2010 que corresponde al año en que TGI presentó la solicitud tarifaria. Es decir, se utilizó la última información disponible en su momento, la cual se consideró que para efectos regulatorios estaba en cifras de la fecha base (i.e. diciembre de 2009). Por tanto, no había lugar a realizar actualización alguna.

⁷³ Se excluye la Estación Vasconia de 3.550 HP pues el valor reconocido es igual al valor solicitado.

En todo caso, y como se indicó en el numeral 2.1.1 de la presente resolución, para efectos regulatorios se considerará la información presentada en el dictamen del perito Oleksuk. Por tanto, se dará aplicación a la metodología de indexación establecida en el numeral 2 del Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010 que incorpora el comportamiento de los precios del acero, de mano de obra y otros.⁷⁴

2.1.3 Variación injustificada en los parámetros de comparación entre diferentes períodos tarifarios

TGI anota:

“A continuación se relaciona la evaluación realizada a la inversión en compresión propuesta por Ecogás para el cálculo de los cargos de la Resolución CREG 125 de 2003:

(...)

Cabe destacar que en ese momento la CREG sí acertó al desestimar el costo medio en los Estados Unidos en el cálculo de la inversión reconocida a Ecogás. No obstante, y sin justificación alguna, en la evaluación de los proyectos de TGI cambia diametralmente de metodología.

El resultado obtenido, es decir, el acotamiento de más del 30% del costo real de unos proyectos que se han desarrollado mediante procesos eficientes ilustra con amplitud el error de la metodología utilizada por la Comisión”.

Según lo anterior, se entiende que la recurrente afirma que en la anterior aprobación de tarifas la CREG desestimó el costo medio de EE. UU. para efectos de evaluar la inversión eficiente en estaciones de compresión para el sistema de Ecogás. Esta afirmación de la recurrente es imprecisa.

En la página 35 del Documento CREG 014 de 2003 se indica que:

“De la Tabla 16 se puede concluir que los valores reportados por Ecogás son cercanos a los obtenidos al aplicar el costo medio por BHP instalado en USA y menores si se comparan con los obtenidos al aplicar el costo histórico dado por UPME-ITANSUCA. Lo anterior sugiere que los valores propuestos por Ecogás como monto de inversión para cada grupo de estaciones de compresión son adecuados en términos de costos. Así, se propone incluir en el cálculo tarifario las respectivas cifras en los años indicados en la Tabla 15”.

Del anterior texto se deduce que en su momento la CREG utilizó como patrón de comparación dos fuentes de información (i.e. costo medio en EE. UU. y costo histórico dado por UPM-ITANSUCA). El valor solicitado por la empresa estuvo entre estos dos patrones de comparación ante lo cual la CREG consideró que el valor reportado por la empresa era eficiente. De esto no podría deducirse que la CREG desestimó la información de EE. UU.

En todo caso, y como se indicó en el numeral 2.1.1 de la presente resolución, para efectos regulatorios se considerará la información presentada en el dictamen del perito Oleksuk.

2.1.4 Particularidades de algunas de las estaciones de compresión

Dentro del recurso de reposición TGI presentó información sobre aspectos particulares de algunas estaciones de compresión, como se indica a continuación.

Sobre la Estación de San Alberto TGI anota:

“La Estación de Compresión de San Alberto fue construida con el fin de permitir el flujo de 260 MPCD en el Gasoducto Ballena-Barrancabermeja. De acuerdo con el resultado de las simulaciones hidráulicas del gasoducto, se requirió la construcción de una estación en el sector PK 498, ubicado en inmediaciones del municipio de San Alberto en el departamento de Santander.

Teniendo en cuenta la ubicación del gasoducto, presencia de comunidades, vías de penetración y la disponibilidad de área para la construcción de la estación de compresión, la misma fue construida sobre un terreno en el cual se ubica el PK 498 del Gasoducto Ballena-Barrancabermeja, lo que requirió de la construcción de mínimas obras para la conexión de la estación.

La zona donde se ubica la estación de compresión, se caracteriza de acuerdo a los estudios realizados, por suelos con baja capacidad portante, niveles freáticos altos y la ocurrencia de inundaciones debido a la presencia del río San Alberto y otros afluentes. Teniendo en cuenta lo anterior, la obra de la estación de compresión incluyó la construcción de pilotes para la cimentación de las unidades de compresión, buscando garantizar que no se presenten asentamientos que puedan poner en riesgo la estación y por consiguiente la prestación del servicio de transporte de gas natural. Debido a la presencia de ríos y por ser una zona de bajos con presencia de inundaciones en temporadas de invierno, se requirió la construcción de rellenos y obras de protección con el objeto de garantizar la integridad y seguridad de la estación.

Las inversiones en cimentación y obras de rellenos para la construcción de los terraplenes en la Estación de San Alberto fueron aproximadamente de USD 2,4 millones. Para el caso de la Estación de Compresión de la Jagua del Pilar, donde se tiene otras características en la zona y no se requirieron obras de pilotaje y menores obras para la conformación de terraplenes, las inversiones fueron aproximadamente de USD 0,7 millones.

Para la ubicación de la estación, se tuvo muy presente la distancia al gasoducto, dado que el escenario de alejarse del derecho de vía implica inversiones en construcción de líneas de conexión y modifica la hidráulica del gasoducto, generando cambios en la potencia requerida en los equipos de compresión. La alternativa de ubicación de la estación en otros terrenos podría haberse dado a una distancia de hasta 1,5 km, donde las adecuaciones en cimentación y construcción de terraplenes podrían haber sido menores, pero las inversiones adicionales estimadas en líneas de conexión podrían llegar a los USD 2 millones. Este mayor valor compensa la inversión ejecutada en las adecuaciones del terreno actual, sin contar que en esta nueva ubicación también se habrían requerido obras de cimentación, construcción de

⁷⁴ Para indexar a la fecha de construcción de las estaciones en evaluación se parte de las cifras a mayo de 2012 y se llevan a cifras de la fecha de construcción de cada estación, y luego se actualiza con el PPI a cifras de diciembre de 2009.

terraplenes y mayor inversión en capacidad de compresión, cumpliendo así el criterio legal de desarrollar proyectos de mínimo costo”.

Esta información no fue aportada durante la actuación administrativa que condujo a la expedición de la Resolución CREG 110 de 2011, sino que fue presentada como parte del recurso de reposición objeto de análisis. De acuerdo con lo transcrito se tiene que:

i) En la Estación de San Alberto se requirió la construcción de pilotes para la cimentación de las unidades de compresión y de rellenos y obras de protección con el objeto de garantizar la integridad y seguridad de la estación;

ii) El costo de estas obras fue de USD2,4 millones frente a USD 0,7 millones en la Estación La Jagua donde las características del terreno son menos exigentes. Se entiende que las obras por USD 0,7 millones en la Estación La Jagua están dentro de los costos estándar para este tipo de estaciones. Así, por este concepto la estación de San Alberto requirió inversiones adicionales por USD1,7 millones; y

iii) La alternativa de ubicar la Estación de San Alberto en otros terrenos implicaba inversiones adicionales en gasoductos de conexión por valor de USD 2 millones⁷⁵.

De acuerdo con la anterior información se tiene que: i) la Estación de San Alberto requirió la construcción de pilotes para la cimentación de las unidades de compresión y de rellenos y obras de protección con el objeto de garantizar la integridad y seguridad de la estación; ii) el costo de estas obras fue de USD2,4 millones frente a USD 0,7 millones en la Estación La Jagua donde las características del terreno son menos exigentes; es decir, por este concepto la Estación de San Alberto requirió inversiones adicionales por USD1,7 millones y; iii) la alternativa de ubicar la Estación de San Alberto en otros terrenos implicaba inversiones adicionales en gasoductos de conexión por valor de USD 2 millones⁷⁶.

De lo anterior se entiende que la ubicación de la Estación de San Alberto obedece a criterios técnicos (e.g. resultados de simulaciones hidráulicas del gasoducto) y económicos (i.e. menor costo frente a otras alternativas). Así mismo, los costos adicionales asociados a la ubicación de la estación no están incluidos en las cifras del dictamen pericial analizado en el numeral 2.1.1 de la presente resolución. En tal sentido, para efectos regulatorios se considera adecuado incluir la inversión adicional de USD1.700.000 (cifras a diciembre de 2009) para la Estación de Compresión de San Alberto.

Sobre la Estación Puente Guillermo TGI anota:

“La estación de compresión de gas de Puente Guillermo en adelante ECGPG está ubicada en el PK 188 del Gasoducto Cusiana-La Belleza, y se requiere para poder aumentar la capacidad de transporte de 210 MPCD a 390 MPCD. A diferencia de otras estaciones de compresión para determinar la ubicación geográfica de la misma, las simulaciones hidráulicas arrojaron que el sitio geográfico era la vereda de Puente Guillermo, jurisdicción del municipio de Puente Nacional, esta estación es especial ya que en este punto se deriva la variante a Cogua, la cual transporta el gas hacia la ciudad de Bogotá y también transporta el gas hacia Vasconia, por lo cual la estación necesitaba una amplia gama de posibles configuraciones en flujo natural y en flujo comprimido en las dos direcciones.

• Líneas de Interconexión a Cogua

Se requiere para conectar la estación de compresión a la variante de Cogua para poder aumentar la capacidad de transporte. Este gasoducto alimenta la ciudad de Bogotá y sus municipios aledaños. Las obras principales de esta interconexión incluyen los siguientes ítems.

• Gasoducto 20” tubería API5L X65 sin costura recubrimiento Tricapa, longitud 2,1 km, incluyendo un nuevo derecho de vía de la misma longitud.

• Cruce especial con perforación dirigida sobre la vía nacional Barbosa-Chiquinquirá.

• Cruce especial sobre el río Suárez con estructura metálica.

• Traslado de trampa de lanzamiento de raspadores desde la antigua trampa de puente Guillermo hacia la estación.

• Vía de acceso a la estación como parte de mejoramiento de la condición constructiva del proyecto y compensación a la comunidad.

El costo de estas obras fue de USD 3.314.359.

• Líneas de Interconexión al Gasoducto.

Para la conexión de la estación de compresión al gasoducto existente se requirió la construcción de dos líneas de 20” una para la succión de la estación y otra para la descarga al gasoducto. Al igual para la conexión del nuevo gasoducto se construyó una línea de entrada a la estación de 20”. Las obras principales de esta interconexión incluyen los siguientes ítems.

• Gasoducto 20” tubería API5L X65 sin costura recubrimiento Tricapa, longitud 0,5 km cada línea, incluyendo un nuevo derecho de vía de la misma longitud.

• Conexión en caliente al gasoducto existente (Hot Tap), arreglo de tres válvulas de 20” incluyendo bypass de 2”.

• Diseño y construcción de manifolds especiales de 30” para poder manejar las diferentes configuraciones de gas en flujo natural y en flujo comprimido hacia Cogua y hacia Vasconia.

El costo de estas obras fue de USD 1.882.353.

• Acondicionamiento de Terrenos.

La geografía del sitio donde se construyó la ECGPG necesitó de la adecuación y mejoramiento del terreno requiriéndose del movimiento de grandes cantidades de tierra y su posterior adecuación en zonas de manejo de materiales retirado del sitio ZODME, lo cual tuvo un costo mayor comparado con las estaciones que tenían terrenos planos y mayor capacidad de carga portante.

El costo de estas obras fue de USD 823.529.

Al descontar estas obras especiales, que deben ser reconocidas por el regulador, del monto total de inversión de la estación de compresión, se obtiene un índice de 2.971 USD/

⁷⁵ Se entiende que las cifras están expresada en la fecha base (i.e. diciembre 31 de 2009).

⁷⁶ Se entiende que las cifras están expresada en la fecha base (i.e. diciembre 31 de 2009).

HP. Este índice resultante es comparable con otras estaciones de potencia similar en el sistema de TGI”.

Nuevamente se está ante información aportada por la recurrente al momento de presentar su recurso de reposición, esto es, información no aportada durante la actuación que llevó a la expedición de la Resolución CREG 110 de 2011. De acuerdo con lo anteriormente citado, TGI manifiesta la necesidad de las siguientes obras particulares para esta estación así: i) construcción de interconexión a la variante de Cogua por valor de USD3.314.359; ii) construcción de ducto para conectar la estación con el Gasoducto Cusiana-La Belleza por valor de USD 1.882.353; y iii) acondicionamiento de terrenos por valor de USD 823.529;

i) Con respecto a la construcción de la interconexión a la variante de Cogua TGI incluye dos ítems, a saber: “Vía de acceso a la estación” y “Traslado de trampa de lanzamiento de raspadores”. El valor del ítem sobre vías de acceso se incluye en las cifras del dictamen pericial, analizado en el numeral 2.1.1 de la presente resolución, y por tanto no hay lugar a incluirlo como valor adicional en la respectiva estación. Por su parte, el valor del ítem sobre traslado de trampa de raspadores no hace parte de las inversiones eficientes a incluir en los cargos regulados; ello corresponde a los riesgos propios de la actividad. A continuación se explica lo anterior.

En el dictamen pericial se indica que el rubro *Other Field Directs – Site Work* incluye seis (6) ítems, uno de los cuales tiene el nombre de *Acces Roads* (vías de acceso)⁷⁷. Al observar este rubro en el informe del perito Oleksuk, radicado con el número E-2012-03878 del 4 de mayo de 2012, se encuentra que el perito le asignó USD800.000 (cifras a mayo de 2012), o USD 771.499 (cifras a diciembre de 2009), a todo el rubro y para la estación de 15.000 HP⁷⁸. Para efectos regulatorios se asume que cada ítem contribuye en la misma proporción al costo total de este rubro. Por tanto, el ítem de vías de acceso tendrá un valor de USD128.583 (cifras a diciembre de 2009), el cual no puede hacer parte de un valor adicional para esta estación de compresión.

Con respecto al traslado de trampa de raspadores, y dado que TGI no precisó su valor y tampoco se dispone de valor de referencia alguno, se considera adecuado asumir USD100.000 (cifras a diciembre de 2009) para este valor. Así, este valor no puede hacer parte de un valor adicional para la Estación de Compresión Puente Guillermo.

Se entiende que los demás aspectos de la construcción de la interconexión a la variante de Cogua, reportados por TGI, no se incluyen en las cifras del dictamen pericial, analizado en el numeral 2.1.1 de la presente resolución. También se entiende que tales aspectos corresponden a requerimientos técnicos particulares de esta estación.

Con base en lo anterior hay lugar a incluir el valor adicional de USD3.085.776 (cifras de diciembre de 2009) [resultado de USD 3.314.359 menos USD128.583 menos USD100.000] por concepto de construcción de interconexión a la variante de Cogua;

ii) Con respecto a la construcción de gasoducto para conectar la estación con el Gasoducto Cusiana-La Belleza, por valor de USD1.882.353, se observa que TGI incluye un ítem denominado *Conexión en caliente al gasoducto existente (Hot Tap)*. En los análisis realizados en la sección 2.1.1 de la presente resolución ya se incluyó un ítem adicional por USD600.000 (cifras a mayo de 2012), o USD578.624 (cifras a diciembre de 2009), para conexiones en caliente (*hot tap*) en cada una de las estaciones indicadas en la Tabla 4.

Se entiende que los elementos distintos a las conexiones en caliente no se incluyen en las cifras del dictamen pericial, analizado en el numeral 2.1.1 de la presente resolución. También se entiende que tales elementos corresponden a requerimientos técnicos particulares de esta estación. Por tanto, hay lugar a incluir el valor adicional de USD1.303.729 (cifras de diciembre de 2009) [resultado de USD1.882.353 menos USD578.624] por concepto de construcción de ductos para conectar la estación con el Gasoducto Cusiana-La Belleza;

iii) Con respecto al acondicionamiento de terrenos por valor de USD 823.529 se debe indicar que en el dictamen pericial, analizado en el numeral 2.1.1 de la presente resolución, se incluyen los valores eficientes estándar para este tipo de estaciones, como se indica a continuación.

En el dictamen pericial se indica que el rubro *Other Field Directs – Site Work* incluye seis (6) ítems, dos de los cuales tienen el nombre de *topsoil* (tierra vegetal) y *cut and fill* (corte y relleno)⁷⁹. Al observar este rubro en el informe del perito Oleksuk, radicado con el número E-2012-03878 de 4 de mayo de 2012, se encuentra que el perito le asignó USD800.000 (cifras a mayo de 2012), o USD 771.499 (cifras a diciembre de 2009), a todo el rubro y para la estación de 15.000 HP⁸⁰. Para efectos regulatorios se asume que cada ítem contribuye en la misma proporción al costo total de este rubro. Por tanto, los ítems de tierra vegetal y corte relleno tendrán un valor de USD257.166 (cifras a diciembre de 2009), el cual no puede hacer parte de un valor adicional para esta estación de compresión.

Se entiende que el valor adicional por concepto de acondicionamiento de terrenos corresponde a requerimientos técnicos particulares de esta estación. En tal sentido, hay lugar a incluir el valor adicional de USD566.363 (cifras de diciembre de 2009) [resultado de USD 823.529 menos USD257.166] por concepto de acondicionamiento de terrenos en esta estación de compresión.

En resumen, para efectos regulatorios hay lugar a incluir el valor adicional de USD4.955.868 (cifras a diciembre de 2009) en el valor eficiente de la estación de compresión Puente Guillermo.

Sobre la Estación de Padua TGI anota:

“La Estación de Compresión de Gas de Padua en adelante ECGPA se encuentra ubicada en el PK 38 con PK 0 en Mariquita del Gasoducto Mariquita-Cali, y se requiere para poder aumentar la capacidad de transporte a 168 MPCD. A diferencia de otras estaciones de compresión para determinar la ubicación geográfica de la misma, las simulaciones hidráulicas

⁷⁷ Ver página 6 del documento con Radicado E-2012-006016 del 27 de junio de 2012.

⁷⁸ La Estación Puente Guillermo es de 16.590 HP.

⁷⁹ Ver página 6 del documento con Radicado E-2012-006016 del 27 de junio de 2012.

⁸⁰ La Estación Puente Guillermo es de 16.590 HP.

arrojaron que el sitio era cerca del municipio de Herveo, departamento del Tolima, esta estación es especial ya que la zona geográfica de su posible ubicación por condiciones hidráulicas coincide con zona montañosa y con fallas geológicas.

Las estaciones de compresión cuya potencia en caballos es baja como es el caso de la ECGPA que tiene instalados 8400 HP de potencia tiene una relación de costo por caballo instalado mayor que una estación típica donde TGI tiene instalados 14200 HP de potencia, debido a que se requieren áreas similares de construcción y el montaje de los mismos sistemas auxiliares, tales como separadores, filtros, gas de arranque, gas combustible, sistemas de emergencia ESD, sistemas Fire&Gas, sistema de aire comprimido, sistema de relevo a TEA, sistema de manejo de aguas lluvias y aceitosas, sistemas de control de procesos, sistemas de medición y calidad del gas.

Las diferencias que incrementan la relación de costos por caballo instalado de ECGPA comparado con una estación típica son las siguientes:

- Mayor movimiento, adecuación, terraceo y mejoramiento de tierras por el área montañosa donde se construyó la estación y el posterior incremento de los materiales sobrantes de las excavaciones, se tuvo que manejar 4 zonas de manejos de material sobrante de excavaciones ZODMES.
- Construcción de Muro de contención de altas especificaciones para proteger los taludes generados por el terraceo de la estación debido a la distribución en planta de la estación.
- Mayor valor de caballo instalado por baja cantidad de caballos totales.
- Conexión en caliente al gasoducto existente que incluía el montaje de 3 válvulas de 16", bypass y obras civiles tipo Bunker.

El costo de estas obras fue de aproximadamente USD 5 millones.

Al descontar estas obras especiales, que deben ser reconocidas por el regulador, del monto de inversión total de la estación de compresión, se obtiene un índice de 3.976 US/HP, el cual es superior al de otras estaciones de compresión del sistema de TGI, debido a la presencia de economías de escala en las estaciones de mayor potencia⁸¹.

Como en los casos anteriores, debe resaltarse que esta información no fue aportada por TGI al momento de solicitar la aprobación de cargos por parte de la CREG. Esta información fue aportada en su recurso de reposición.

Los aspectos sobre economía de escala por tamaño se analizaron en el numeral 2.1.1 de la presente resolución. Así mismo, en el numeral 2.1.1 se incluye un valor adicional de USD 578.624 (cifras a diciembre de 2009) por concepto de conexiones en caliente (*hot tap*) en cada una de las estaciones indicadas en la Tabla 4.

Con respecto al movimiento, adecuación, terráceo y mejoramiento de tierras debe indicar que en el dictamen pericial, analizado en el numeral 2.1.1 de la presente resolución, se incluyen los valores eficientes estándar para este tipo de estaciones como se indica a continuación.

En el dictamen pericial se indica que el rubro *Other Field Directs – Site Work* incluye seis (6) ítems, dos de los cuales tienen el nombre de *topsoil* (tierra vegetal) y *cut and fill* (corte y relleno)⁸¹. Al observar este rubro en el informe del perito Oleksuk, radicado con el número E-2012-03878 de 4 de mayo de 2012, se encuentra que el perito le asignó USD800.000 (cifras a mayo de 2012), o USD 771.499 (cifras a diciembre de 2009), a todo el rubro y para la estación de 15.000 HP⁸². Para efectos regulatorios se asume que cada ítem contribuye en la misma proporción al costo total de este rubro. Por tanto, los ítems de tierra vegetal y corte relleno tendrán un valor de USD257.166 (cifras a diciembre de 2009), el cual no puede hacer parte de un valor adicional para esta estación de compresión pues ya está incluido en los análisis de la Sección 2.1.1 de la presente resolución. Se entiende que un valor adicional al anterior corresponde a requerimientos técnicos particulares de esta estación.

Con respecto a la construcción de un muro de contención de altas especificaciones para proteger los taludes se entiende que el valor correspondiente no se incluye en las cifras del dictamen pericial, analizado en el numeral 2.1.1 de la presente resolución. También se entiende que la construcción de este muro de altas especificaciones corresponde a requerimientos técnicos particulares de esta estación.

Con base en lo anterior hay lugar a incluir el valor adicional de USD4.164.210 (cifras de diciembre de 2009) [resultado de USD5.000.000 menos USD578.624 menos USD257.166] por concepto de movimiento, adecuación, terráceo y mejoramiento de tierras y construcción de muro de contención de altas especificaciones en la Estación de Padua.

Sobre la Estación de Mariquita TGI anota:

“La Estación de Compresión de Gas de Mariquita en adelante ECGMA se encuentra ubicada en el PK 0 con PK 0 en Mariquita del Gasoducto Mariquita-Cali, y se requiere para poder aumentar la capacidad de transporte en 17 MPCD.

Las estaciones de compresión cuya potencia en caballos es baja como es el caso de la ECGMA que tiene instalados

1600 HP de potencia tiene una relación de costo por caballo instalado mayor que una estación típica donde TGI tiene instalados 14200 HP de potencia, debido a que se requieren áreas similares de construcción y el montaje de los mismos sistemas auxiliares, tales como separadores, filtros, gas de arranque, gas combustible, sistemas de emergencia ESD, sistemas Fire&Gas, sistema de aire comprimido, sistema de relevo a TEA, sistema de manejo de aguas lluvias y aceitosas, sistemas de control de procesos, sistemas de medición y calidad del gas.

Las diferencias que incrementan la relación de costos por caballo instalado de ECGMA comparado con una estación típica son las siguientes:

- Mayor valor de caballo instalado por baja cantidad de caballos totales.
- Conexión en caliente al gasoducto existente que incluía el montaje de 1 válvula de 12", bypass provisional y válvula de 8”.

⁸¹ Ver página 6 del documento con Radicado E-2012-006016 del 27 de junio de 2012.

⁸² La Estación Puente Guillermo es de 16.590 HP.

La existencia de esas economías de escala explica porque el valor de la relación de costo por caballo instalado en ECGMA es de un 60% mayor si lo comparamos con una estación de 14200 HP instalados⁸².

Sobre esta información, aportada por primera vez en el recurso de reposición, se puede decir lo siguiente:

Los aspectos sobre economía de escala por tamaño se analizaron en el numeral 2.1.1 de la presente resolución. Así mismo, en el numeral 2.1.1 se incluye un valor adicional de USD 578.624 (cifras a diciembre de 2009) por concepto de conexiones en caliente (*hot tap*) para la estación estandarizada de 15.000 HP de tal manera que este valor se refleja en cada una de las estaciones indicadas en la Tabla 4.

Con base en los análisis realizados en los numerales anteriores, en la columna “Total Recurso” de la Tabla 12 se presentan los valores eficientes para las estaciones de compresión indicadas en la Tabla 4, excepto la estación Vasconia de 3.550 HP sobre la que no hay diferencia entre lo aprobado por la CREG y lo solicitado por TGI. También se indica, para efectos comparativos, los valores solicitados por TGI, los aprobados en la Resolución CREG 110 de 2011 y sus respectivos porcentajes.

Tabla 12. Valores eficientes para estaciones de compresión

Tramo de gasoducto / Estación	Potencia (HP)		Valor unitario (USD dic. 2009/HP)					Porcentajes		
	IFPNI-1	IACI	Valor unitario indexado (1)	Arzanol + IVA + Otros gastos (2)		Partícula ríndes (3)	Total Recurso (1+2+3)	Solicitud tarifaria TGI	Res. 110 vs. solicitado	Recurso vs. solicitado
	118.905	20.600								
Ballena - Barrancabermeja	70.335									
Noreán	9.875		2.496	362		2.858	3.490	2.200	63%	62%
Hato Nuevo	7.100		2.722	412		3.134	3.860	1.917	50%	61%
La Jagua del Pilar	14.200		2.277	340		2.617	2.634	2.200	84%	99%
Casacará	11.760		2.466	382		2.848	2.927	1.917	66%	97%
Curumani	14.200		2.277	340		2.617	2.633	2.200	84%	99%
San Alberto	14.200		2.212	324	120	2.655	2.700	2.200	79%	96%
Barrancabermeja - Sebastopol	10.560									
Barrancabermeja	10.560		2.479	377		2.856	3.189	2.200	69%	90%
Vasconia - Mariquita	2.370									
Vasconia	2.370		3.163	324		3.486	4.955	2.200	44%	70%
El Porvenir - La Belleza	27.240									
Miraflores	10.650		2.273	324		2.596	2.946	2.200	75%	88%
Puente - Guillermo	16.590		2.185	324	299	2.807	3.334	2.200	66%	84%
Mariquita - Pereira	8.400									
Padua	8.400		2.586	381	496	3.463	4.391	2.200	50%	79%
Mariquita - Gualanday	1.760									
Mariquita	1.760		3.893	358		4.251	5.571	2.200	39%	76%
Gasoducto de La Sabana	18.840									
Chía reciprocante	18.840		2.681	276		2.957	2.986	2.200	74%	99%
Chía continuada	18.840		1.964	154		2.118				

Fuentes: Solicitud tarifaria de TGI con radicado E-2010-009151, dictamen pericial de Oleksuk y evaluación CREG.

(1) Viene de la Tabla 10.

(2) Viene de la Tabla 11.

De acuerdo con lo anterior hay lugar a ajustar los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 con el fin de incluir los valores unitarios indicados en la columna “Total Recurso” de la Tabla 12 para cada estación de compresión.

Para el caso de la estación de Chía los cargos regulados se ajustan con el valor de la estación de tecnología reciprocante. Como se indicó antes, el valor de la Estación Chía de tecnología centrífuga se considerará en la próxima revisión tarifaria si TGI construye dicha estación con esta tecnología.

2.2 Loops

Sobre los gasoductos *loops* la recurrente anota:

“Con respecto a las inversiones relacionadas con la construcción de loops, en su solicitud tarifaria TGI S.A. ESP cometió un error en la inclusión de los perfiles topográficos, el cual consistió en el intercambio del perfil topográfico correspondiente al loop Samacá-Santa Sofía con el perfil topográfico correspondiente al loop Vasconia-El Camilo. La información corregida se presenta en el Anexo 3 de este escrito”.

En la valoración realizada con base en los análisis presentados en el Anexo 7 de la presente resolución, y al tener en cuenta la información reportada por TGI en el recurso, se incorpora la corrección de los perfiles topográficos de los *loops* Samacá-Santa Sofía y Vasconia-El Camilo.

Con respecto al mecanismo de comparación utilizado en la Resolución CREG 110 de 2011 para establecer el valor eficiente de las inversiones en *loops* TGI anota, entre otros aspectos, los siguientes:

“... el análisis presentado por la CREG carece de rigurosidad estadística en aspectos como: definición del tamaño de muestra, significancia estadística de los parámetros, análisis de robustez, entre otros.

(...)

Así mismo, es importante tener en cuenta que para la evaluación de la eficiencia de la inversión en loops la CREG utilizó los criterios de indexación, topografía y economías de escala por longitud, tomando como unidad de medida de longitud el km, lo cual produce un efecto de ‘aplanamiento’ en el perfil del Gasoducto y por tanto se estarían tomando como referencia para la definición de inversiones eficientes, loops cuya pendiente no es realmente comparable con loops que se encuentran en evaluación”.

Las observaciones de TGI al mecanismo de valoración utilizado en la Resolución CREG 110 de 2011 para *loops* se recogen en los análisis presentados en el Anexo 7 de la presente resolución. En este anexo se observa una ampliación de la muestra de activos que se utiliza para la comparación, y la inclusión de diferentes variables que afectan el costo de un gasoducto, tal como lo solicitó TGI en el recurso de reposición.

Del análisis de valoración indicado en el Anexo 7 de la presente resolución se obtienen las cifras que se muestran en la columna titulada ‘Recurso’ de la Tabla 13 para *loops*. Se observa que en todos los casos, excepto para el loop El Camilo-Vasconia, el valor obtenido

es inferior al reconocido en la Resolución CREG 110 de 2011. Así mismo, en todos los casos el valor obtenido es inferior al presentado por TGI en su solicitud tarifaria.

Tabla 13. Valoración de gasoductos Loops

Tramo de gasoducto/Loop	Longitud km	Diámetro pulg.	Valores (USD de diciembre de 2009)		
			Recurso	Res. 110 de 2011	Solicitud TGI
Total			229.608.210	266.769.016	332.904.579
Vasconia - La Belleza					
Loop El Camilo - Vasconia	55	16	37.568.104	21.714.178	50.882.104
Loop La Belleza - El Camilo	35	16	27.909.170	32.223.238	41.670.012
El Porvenir - La Belleza					
Loop Porvenir - Miraflores	54	20	54.507.735	80.913.431	81.063.549
Loop Miraflores - Samacá	50	20	43.876.070	56.145.492	66.940.663
Loop Samacá - Santa Sofía	37	20	29.520.944	34.648.719	34.653.404
Loop Santa Sofía - Puente Guillermo	13	20	10.647.711	11.463.009	15.625.593
Cusiana - El Porvenir					
Loop Cusiana - El Porvenir	32	20	25.578.476	29.660.949	42.069.254

Fuente: TGI, radicación CREG E-2010-009151; Resolución CREG 110 de 2011 y cálculos CREG.

Como se explica en el numeral 2.2.1 de la presente resolución, para efectos tarifarios se deben incluir los valores indicados en la columna titulada 'Recurso' de la Tabla 13.

De acuerdo con lo anterior hay lugar a ajustar los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 con el fin de incorporar los valores de inversión en *loops* señalados en la columna titulada 'Recurso' de la Tabla 13.

2.2.1 Análisis de la aplicación del principio de la *No reformatio in pejus* en relación con la valoración de *loops* dentro de la presente actuación administrativa

a) Antecedentes

Una vez analizadas las solicitudes a las que hacen referencia el numeral 2.2, se debe tener en cuenta que de acuerdo con el alcance de las peticiones hechas en el recurso de reposición interpuesto por la recurrente, las decisiones que se han de proferir en la presente actuación y en particular las del numeral anterior, se encuentran sujetas a la aplicación del principio de la *No reformatio in pejus*.

Lo anterior debido a que no se puede agravar, empeorar o desmejorar la situación de aquella parte cuando esta sea el único recurrente; así como al principio de congruencia, ya que el contenido de estas decisiones solamente pueden resolver sobre lo solicitado, en relación directa con aspectos que le hayan sido desfavorables, vinculados a lo pedido por los interesados y que se encuentren debidamente probados.

Ahora bien, dentro de la actuación administrativa al momento de resolver las solicitudes tarifarias, la Comisión procedió a realizar la valoración de inversiones en gasoductos por comparación según se detalla en el Documento CREG 085 de 2011, soporte de la Resolución CREG 110 de 2011, mediante la cual se dio aplicación a los criterios establecidos en el Anexo 1 de la *metodología*.

Dentro de este acto administrativo en aplicación de la *metodología* se reconoció el valor eficiente de las inversiones que fueron ejecutadas y no estaban incluidas en el programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1, IFPNT-1, así como los valores eficientes de los proyectos que un transportador prevé desarrollar en cada año del período tarifario con el propósito exclusivo de incrementar la capacidad de su sistema de transporte, IACT, los cuales para efectos regulatorios corresponden únicamente a *loops* y compresores que se construirán en el sistema de transporte existente, y deberán estar orientados a atender nueva demanda.

Esto teniendo en cuenta que dentro de la valoración que se hace a nivel regulatorio, para determinar los valores eficientes de las inversiones que solicitan los transportadores, la *metodología* de la Resolución CREG 126 de 2010 estipula que "*La CREG establecerá el valor eficiente de estos activos a partir de costos eficientes de otros activos comparables, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el Anexo 1 de la presente resolución, u otros criterios de evaluación de que disponga*". Cabe anotar que el concepto de eficiencia hace parte de los criterios tarifarios establecidos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994.

De acuerdo con esto, es pertinente anotar que los criterios generales para remunerar la actividad de transporte, establecidos en la Resolución CREG 126 de 2010, corresponden a una metodología de carácter general, impersonal y abstracto. Esta metodología establece un esquema de cargos máximos fijos y variables por distancia para remunerar la inversión, y cargos fijos para remunerar los gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM. En el cálculo de estos cargos máximos se utilizan los valores eficientes de inversión y gastos, y la demanda esperada eficiente sobre el respectivo gasoducto o grupo de gasoductos.

Esto se conoce como metodología de incentivos en la cual el transportador se puede considerar como un agente activo en la búsqueda de eficiencia (e.g. reducción de costos y aumento de demanda). Este tipo de metodologías tienen asociado un mayor riesgo para el agente si se compara con metodologías de ingreso regulado o tasa de retorno. Consecuentemente este mayor riesgo se remunera a través de una mayor tasa de costo de capital⁸³.

Sin embargo, dentro de la presente actuación administrativa y con ocasión de los recursos de reposición y la práctica de pruebas decretada a través de la Resolución CREG 010 de 2012, teniendo en cuenta los resultados de los dictámenes periciales, la información que de estos hacen parte, y los análisis adicionales para la valoración de inversiones en gasoduc-

tos, la CREG ajustó el modelo de valoración incorporando nuevas variables relacionadas con: el tipo de conexión, clase de localidad, cruces subfluviales, cruces sísmicos, terreno extremo, terreno cultivado, el tipo de suelo, el tipo de vegetación, las técnicas de manejo del nivel freático, doble junta, así como economías de escala por diámetro y por longitud.

De acuerdo con esto, con base en lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010 se desarrolló un modelo de valoración de inversiones en gasoductos, por comparación. Para esto fue necesario: i) seleccionar el conjunto de gasoductos con los cuales se iba a realizar la comparación; ii) homogeneizar o estandarizar las principales características de los gasoductos; y iii) desarrollar el procedimiento de valoración aplicable a cualquier gasoducto.

El modelo de valoración incluye: i) una muestra de mayor tamaño con respecto a la utilizada en la Resolución CREG 110 de 2011; ii) variables específicas que afectan los costos de inversión de gasoductos, determinadas a través de peritos; y iii) bandas de costos que recogen incertidumbres generadas por *ouliers* y otros posibles factores no identificados que afectan el costo. Lo anterior sujeto a lo dispuesto en la *metodología* y en la debida aplicación de los criterios tarifarios, especialmente de eficiencia económica y neutralidad, así como los principios en materia de servicios públicos previstos en los artículos 365 a 370 de la Constitución Política y de la Ley 142 de 1994.

Estas consideraciones llevaron a que la aplicación del modelo de valoración de la inversión dentro del trámite del recurso condujera a establecer unos valores que han de considerarse eficientes. Sin embargo, los mismos para el caso de TGI resultan inferiores en USD37.160.806 (cifras a diciembre 31 de 2009) con respecto a los inicialmente definidos en la Resolución CREG 110 de 2011, para el caso de la inversión en *loops*, sin incluir los *loops* a Armenia y Chinchiná-Santa Rosa-Dosquebradas, ya que estos no se reconocieron en la Resolución CREG 110 de 2011.

Esto se predica de lo dispuesto en la parte resolutoria de la Resolución CREG 110 de 2011, en los artículos 3º y 5º, en los cuales se indica el valor eficiente de las inversiones que fueron ejecutadas y no estaban incluidas en el programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1, IFPNT-1, así como la Inversión en Aumento de Capacidad, IACT, de acuerdo con la desagregación presentada en los anexos que allí se referencian. Igualmente, en los artículos 8º y 9º se establece el Esquema de Cargos de Transporte y Cargos Regulados de Referencia para la Remuneración de los Costos de Inversión (aplicación por tramos).

Es por esto que le corresponde a la Comisión evaluar si esta situación debe considerarse como sujeta a la aplicación del principio de la *No reformatio in pejus*, debido a que de acuerdo con la valoración hecha dentro del trámite del recurso de reposición, podría entenderse que agrava, empeora o desmejora la situación de TGI como único recurrente, por lo que la presente decisión se tendría que limitar a los aspectos que le fueron desfavorables y que recurrió por considerarlos perjudiciales para sus derechos o intereses.

Lo anterior para efectos de considerar que a pesar de establecer un costo eficiente de la valoración de las inversiones (en este caso *loops*) de acuerdo con la práctica de pruebas y la aplicación de la *metodología* dentro del trámite del recurso de reposición, se debe dar prevalencia a la aplicación de este principio en el caso concreto.

Para hacer este análisis se procede en primer lugar a establecer el alcance del principio de la *No reformatio in pejus*, de acuerdo con la aplicación que de este principio ha hecho la jurisprudencia del honorable Consejo de Estado, así como de la honorable Corte Constitucional.

b) Alcance del Principio de la *No reformatio in pejus* de acuerdo con la jurisprudencia administrativa y constitucional

El fundamento constitucional de este principio se encuentra en el inciso 2º del artículo 31 de la Constitución Política, cuando expresa lo siguiente:

"**Artículo 31.** Toda sentencia judicial podrá ser apelada o consultada, salvo las excepciones que consagre la ley.

El superior no podrá agravar la pena impuesta cuando el condenado sea apelante único. (Resaltado fuera de texto).

Este principio ha tenido un desarrollo jurisprudencial a nivel administrativo y constitucional. Sin embargo, su aplicación ha tenido en cuenta elementos particulares en cada materia, dándole un grado más o menos absoluto para cada caso concreto.

La jurisprudencia administrativa inicialmente consideró que este principio era aplicable únicamente en actuaciones penales y administrativas de carácter sancionatorio⁸⁴, sin embargo, este criterio se fue ampliando a todo tipo de actuaciones⁸⁵ de acuerdo con la receptividad de las consideraciones hechas en este punto por la honorable Corte Constitucional. Así, la jurisprudencia del honorable Consejo de Estado en Sentencia de 11 de agosto de 2011 de la Sección Tercera, con ponencia del doctor Mauricio Fajardo, reiterando las consideraciones de los fallos que esa misma Sección expidió en sentencias del 23 de abril del 2009, Expediente 17160 y del 20 de mayo de ese mismo año, Expediente 16.925, ha establecido la aplicación de este principio bajo las siguientes consideraciones:

"Otra de las limitaciones relevantes a las cuales se encuentra materialmente sujeta la competencia del juez *ad quem*, para efectos de proferir el fallo respectivo con el cual ha de desatarse la apelación interpuesta contra una sentencia, la constituye la garantía de la *non reformatio in pejus*, por virtud de la cual no resulta válidamente posible que, con su decisión, el juez de la segunda instancia agrave, empeore o desmejore la situación que en relación con el litigio correspondiente le hubiere sido definida al apelante único mediante la sentencia de primera instancia.

Dicha garantía, que le imposibilita al juez de la segunda instancia agravar la situación del apelante o resolverle en su perjuicio y que se circunscribe a los eventos en los cuales el

⁸³ En el artículo 10 de la Resolución CREG 126 de 2010 se establece una tasa de 15,02%, real antes de impuestos, para el cargo fijo y 17,70%, real antes de impuestos, para el cargo variable. En metodologías de ingreso regulado, como la aplicable en la actividad de transmisión de energía eléctrica en Colombia, la tasa es de 11,5% real antes de impuestos.

⁸⁴ Consejo de Estado. Sala de lo Contencioso Administrativo. Sentencia de 6 de julio de 2001 (Expediente número 1999-0324-01(6570)), Consejera ponente doctora María Inés Navarrete Barrero.

⁸⁵ Consejo de Estado. Sala de lo Contencioso Administrativo. Sección Tercera. Sentencia fechada en julio 18 de 2002. Radicación número: 85001-23-31-000-2000-0266-01(19700) y Sentencia fechada en agosto 10 de 2000, Radicación número 12648. M. P. Doctora María Elena Giraldo Gómez, entre otras.

cuestionamiento del fallo proviene de quien ha de aparecer como apelante único, encuentra expresa consagración constitucional en el artículo 31 de la Carta Política...⁸⁶.

Ahora, a nivel constitucional la honorable Corte Constitucional ha entendido este principio como parte del debido proceso y el derecho de defensa. Así mismo, tiene la garantía de un derecho fundamental de acuerdo con los antecedentes expuestos en las Sentencias T-474 de 1992, unificadas en la Sentencia SU-327 de 1995.

Para actuaciones administrativas, la Sentencia T-033 de 2002 ligó la aplicación de este principio a la forma en que se han de resolver los recursos en contra de las decisiones, en virtud del artículo 59 del Código Contencioso Administrativo, dada la correlación que existe entre ese principio y el principio de congruencia, frente a lo cual manifestó lo siguiente:

“Este es el alcance que tiene el artículo 59 del Código Contencioso Administrativo -previamente citado-, mediante el cual se reconoce y delimita el poder decisorio de la Administración en relación con las peticiones presentadas por los administrados en agotamiento de la vía gubernativa, y ello es así, porque de la aplicación de la regla de la congruencia, surge como garantía y derecho de los administrados la prohibición de la no *reformatio in pejus*, institución que se encuentra consagrada en el inciso 2º del artículo 31 de la Constitución, por virtud del cual: “El superior no podrá agravar la pena impuesta cuando el condenado sea apelante único”.

Esta Corte ha sostenido que la citada garantía procesal mediante la cual se desarrolla el debido proceso, involucra una limitación al superior jerárquico consistente en la imposibilidad de ejercer libremente sus atribuciones, restringiendo su competencia o poder decisorio a lo planteado por el apelante único.

(...)

Por lo cual, la prohibición de la *reformatio in pejus* tiene plena aplicabilidad en materias administrativas, tanto en el agotamiento de la vía gubernativa como en el desarrollo del procedimiento ante la jurisdicción de lo contencioso administrativo, circunstancia que se origina en la interpretación armónica y sistemática de los artículos 29 y 31 de la Constitución Política, logrando de esta manera hacer efectivo el derecho al debido proceso y por ende de los demás principios y derechos constitucionales que guardan correspondencia con dicha institución jurídica. De suerte que la congruencia y la prohibición de la no *reformatio in pejus*, limitan la actuación de la Administración en aras de la transparencia, legalidad y garantía en la actuación administrativa⁸⁷.

Así mismo, este Alto Tribunal reconoció que su indebida aplicación ocasiona una vía de hecho, ante la violación de un derecho fundamental, la cual es susceptible de protección a través de la acción de tutela, frente a lo cual se ha expuesto:

“El artículo 29 de la Constitución Política consagra el derecho al Debido Proceso, el cual debe ser aplicado a toda clase de actuaciones judiciales y administrativas. Se produce violación al debido proceso cuando el juez o la autoridad administrativa no respetan las formas propias del proceso. Esta violación puede ser ostensible, caso en el cual se trata de una vía de hecho. Una vía de hecho se produce cuando el juzgador, en forma arbitraria y con fundamento en su sola voluntad, actúa en franca y absoluta desconexión con la voluntad del ordenamiento jurídico⁸⁷.”

Esta Corporación ha considerado que en el proceso administrativo, la vía de hecho se produce “si la revocatoria directa del acto hace más gravosa o afecta en forma negativa la situación del administrado frente a lo decidido inicialmente por la Administración y que ha dado lugar al recurso⁸⁸”.

El artículo 31 de la Constitución señala que “El superior no podrá agravar la pena impuesta cuando el condenado sea apelante único.” En este caso se estaría violando el derecho de la no reforma en perjuicio, también conocida como *reformatio in pejus*⁸⁹.

Ahora, de acuerdo con la jurisprudencia se encuentra la obligatoriedad de aplicar el principio de la *No reformatio in pejus*, es decir la imposibilidad que se tiene al revisar esta decisión al modificarla haciéndola más gravosa pues se entiende que el recurso siempre se interpone en lo desfavorable al recurrente.

Sin embargo, la misma jurisprudencia constitucional y administrativa en aplicación de los artículos 357 y 386 del Código de Procedimiento Civil, ha reconocido circunstancias excepcionales en las que la autoridad que revisa la decisión adquiere competencia para pronunciarse “sin limitaciones, ya sea porque ambas partes apelaron, o porque la parte que no apeló se adhirió al recurso, o porque la modificación es indispensable para resolver puntos íntimamente relacionados con la materia objeto de apelación o porque en dicho caso es procedente la consulta⁸⁹”.

Tal como se había hecho referencia, dependiendo de la materia que se trate, si bien la jurisprudencia ha reconocido de forma unánime la obligatoriedad en la aplicación de este principio, las Altas Cortes no son uniformes a la hora de establecer la prevalencia de este principio cuando su aplicación puede resultar contradictoria frente a otros principios constitucionales.

En este punto, la Sección Primera del honorable Consejo de Estado ha considerado que la *No reformatio in pejus* es un principio que no tiene un carácter absoluto, por lo tanto, cuando

su aplicación deriva de la violación en la aplicación de normas de rango constitucional y legal en primer momento o en primera instancia es una situación modificable. Sobre este punto expuso el honorable Consejo de Estado en su Sección Primera:

“Advierte la Sala que como en el presente caso el demandante es apelante único y la sentencia de primera instancia le fue favorable a sus pretensiones en forma parcial, no sería posible la revocatoria de la misma, sin incurrir en violación al principio de la *reformatio in pejus*, sin embargo, se revocará con fundamento en lo expuesto en Sentencia del 23 de febrero de 2006, en cuanto señaló: “No obstante lo anterior, en el presente caso no es posible aplicar dicho principio, sin incurrir en violación de las normas legales que prescriben la obligación para el fallador de basar sus providencias en las pruebas legal y oportunamente allegadas al proceso, teniendo en cuenta que el Tribunal está concediendo un derecho con base en un error, que no se acomoda a las pruebas obrantes en el proceso. El error en que incurrió el Tribunal, no puede convertirse en una situación creadora de derechos⁹⁰”.

De la misma forma, cuando se está ante la aplicación de dos principios constitucionales que resultan contradictorios se debe buscar su armonización o de lo contrario establecer su prevalencia estableciendo en palabras del Alto Tribunal “los fundamentos que se encuentran en juego”, a lo que expuso:

“Ahora, en lo que atañe al principio de la *reformatio in pejus*, la Sala en sentencia de 9 de diciembre de 2004 (Expediente número 76, Consejera ponente, doctora Olga Inés Navarrete Barrero) consideró, y ahora se reitera, que si bien es cierto que en virtud de dicho principio no es viable hacer más gravosa la situación del apelante único en segunda instancia, también es cierto que este principio no tiene carácter absoluto, y que, por el contrario, en cada caso deben establecerse qué fundamentos se encuentran en juego, si existe alguna manera de armonizarlos y, en caso de que no sea posible, cuál de ellos debe prevalecer. Que en el tipo de casos como el estudiado aparentemente se puede presentar un conflicto entre dos principios constitucionales: el principio de la *reformatio in pejus* y el principio de la legalidad, debiendo prevalecer este último. Ahora, el hecho de que la decisión sobre el cierre de establecimiento de comercio le corresponda adoptar al Alcalde, ello no significa que en segunda instancia el Consejo de Justicia –a quien le está asignada por ley la atribución de revisar, confirmar o revocar la decisión de aquel– no tenga competencia para disponerlo, cuando, como en este caso, no obstante la violación sobre normas de uso de suelo, dejó de imponerse pues, se repite, de por medio está la salvaguarda del principio de legalidad⁹¹”.

Ahora, la Sección Tercera del honorable Consejo de Estado ha sido más estricta en cuanto a la aplicación de este principio y de sus posibles excepciones. En este punto, se ha reconocido la prevalencia de la *No reformatio in pejus* en algunos casos sobre el interés general cuando se ha expresado lo siguiente:

“El principio – derecho constitucional y fundamental de la no *reformatio in pejus* no puede ser desconocido ni trasgredido inclusive en aras de la protección del interés general. En efecto, en un Estado Social de Derecho, el individuo es el eje central del poder público, razón por la que las Constituciones Políticas adquieren altísima relevancia en la delimitación y configuración de las garantías mínimas de aquél en aras de protegerlo de actuaciones censurables provenientes de las autoridades públicas, o inclusive de terceros.

Como corolario de lo anterior, en virtud de las limitaciones introducidas por el recurso de apelación –que estuvo orientado a tópicos sobre los cuales el llamado no es el titular del interés individual– y las limitaciones que impone el principio constitucional de la no *reformatio in pejus*, la Sala confirmará la decisión apelada al margen de que la misma contenga errores significativos en relación con la forma como se estudió la responsabilidad del llamado en garantía y la posibilidad de ejercer la acción de repetición.

Así las cosas, se modificará la sentencia apelada solo para actualizar a valor presente la condena reconocida en primera instancia. En relación con los demás aspectos contenidos en el fallo impugnado, la Sala en virtud del derecho fundamental de la no *reformatio in pejus* se limitará a confirmarlos al margen de que no se acompañen con los lineamientos legales que regulan el llamamiento en garantía con fines de repetición⁹²”.

Por lo tanto, de acuerdo con esta sección, las únicas excepciones a la aplicación de este principio están dadas por el incumplimiento de los presupuestos para su aplicación cuando hace referencia a lo siguiente:

“No sobra puntualizar que la no *reformatio in pejus* –al igual que ocurre con la casi totalidad de las garantías y de los derechos que el ordenamiento jurídico consagra y tutela– no tiene alcance absoluto o ilimitado, comoquiera que su aplicación encuentra, al menos, dos importantes restricciones de carácter general, a saber: i) En primer lugar debe resaltarse que la imposibilidad de reformar el fallo de primer grado en perjuicio o en desmedro del apelante solo tiene cabida cuando la impugnación respectiva sea formulada por un solo interesado (apelante único), lo cual puede comprender diversas hipótesis fácticas como aquella que corresponde a casos en los cuales, en estricto rigor, se trata de varias apelaciones desde el punto de vista formal, pero interpuestas por personas que aunque diferentes entre sí, en realidad comparten un mismo interés dentro del proceso o integran una misma parte dentro de la *litis* (demandada o demandante), por lo cual, materialmente, han de tenerse como impugnaciones únicas; ii) En segundo lugar, ha de comentarse que en aquellos casos relacionados con la apelación de los fallos inhibitorios de primer grado, en los cuales el juez de la segunda instancia encuentre que hay lugar a proferir una decisión de mérito, así deberá hacerlo “... aun cuando fuere desfavorable al apelante” (artículo 357, inciso final, C. de P. C.)”.

⁸⁶ Sobre este punto expuso el honorable Consejo de Estado, en sentencia de febrero del mismo año:

“No es válidamente posible que, con su decisión, el juez de la segunda instancia agrave, empeore o desmejore la situación que en relación con el litigio correspondiente le hubiere sido definida al apelante único mediante la sentencia de primera instancia. Dicha garantía, que le imposibilita al juez de la segunda instancia agravar la situación del apelante o resolverle en su perjuicio y que se circunscribe a los eventos en los cuales el cuestionamiento del fallo proviene de quien ha de aparecer como apelante único, encuentra expresa consagración constitucional en el artículo 31 de la Carta Política”.

⁸⁷ Corte Constitucional, T-56 de 1998. M. P. Eduardo Cifuentes Muñoz.

⁸⁸ Corte Constitucional, T-033 de 2002. M. P. Rodrigo Escobar Gil.

⁸⁹ Corte Constitucional, Sentencia T-1089 de 2004, Consejo de Estado Sala de lo Contencioso Administrativo Sección Tercera - Subsección A Consejero Ponente: Mauricio Fajardo Gómez Bogotá, D. C., febrero nueve (9) de dos mil once (2011). Radicación: 410012331000199508424-01 (19.352).

⁹⁰ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Segunda - subsección “A”, Consejero Ponente: Alberto Arango Mantilla, Bogotá, D. C., primero (1º) de febrero de dos mil siete (2007). Radicación número: 05001-23-31-000-2003-00107-01 (8963-05).

⁹¹ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Primera Consejero Ponente: Marco Antonio Velilla Moreno, Bogotá, D. C., veintiséis (26) de agosto de dos mil diez (2010) Radicación número: 25000-23-24-000-2000-00327-02.

⁹² Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Subsección C, Consejero Ponente: Enrique Gil Botero, Bogotá, D. C., veintiséis (26) de julio de dos mil once (2011). Expediente: 05001232500019950247 01 Radicación interna número: 20.281.

Ahora la honorable Corte Constitucional no ha reconocido el carácter absoluto de este principio y derecho fundamental, sin embargo, lo ha ligado como parte del debido proceso y del derecho de defensa, al considerar que el único recurrente no podría rebatir la decisión en que se agrave su situación, de la misma forma que funciona como un límite al actuar administrativo y judicial, debido a que en aplicación del principio de congruencia la impugnación sólo lo hace en los aspectos que le resultan perjudiciales, por lo tanto, la situación del recurrente puede mejorarse pero nunca hacerse más gravosa (interés para recurrir).

De acuerdo con esto, el análisis de la jurisprudencia de la Corte⁹³ permite establecer que esta ha justificado la aplicación y prevalencia de este principio en situaciones concretas dentro de las sentencias de tutela, en algunos casos, ponderando este principio con otros principios constitucionales.

Sin embargo, para llegar a esta conclusión, la Corte en primer lugar observa la existencia de los presupuestos de su formación en relación con el grado de apelante único, es decir, que el aspecto haya sido recurrido, pero especialmente que se genere una situación de agravación o desmejora para el recurrente. Luego de esta verificación, si es del caso, entra a realizar un juicio de ponderación frente a otros principios constitucionales, los cuales, en casi la totalidad de casos en que se ha sometido este análisis dentro del trámite de una acción de tutela, se ha limitado a un ejercicio de ponderación entre la *No reformatio in pejus* y el principio de legalidad en actuaciones penales y administrativo-sancionatorias, especialmente en aquellas actuaciones sujetas a la acción de tutela por fallos de la honorable Corte Suprema de Justicia, Sala de Casación Penal.

En este punto en particular ha expuesto la Corte:

“...es claro que la defensa del interés público y la preservación del principio de legalidad, no radica en cabeza del condenado ni le corresponde a este asumir su carga”⁹⁴.

Por lo mismo, en casi todos los casos la ponderación se ha hecho entre la aplicación de la *No reformatio in pejus* y el principio de legalidad, donde el resultado es la prevalencia del primero en un grado absoluto. Sin embargo, se debe precisar que la Corte no ha realizado esta ponderación cuando frente a la *No reformatio in pejus* se debe contraponer otro tipo de principios constitucionales asociados al interés general o a los derechos fundamentales de las personas.

De acuerdo con lo expuesto por la jurisprudencia, se procede a realizar un análisis en cuanto a la existencia de los presupuestos para determinar la existencia de la *No reformatio in pejus* en el caso concreto.

i) La existencia de un apelante único

En primer lugar se habla de que la aplicación de este principio debe tener como presupuesto la existencia de un apelante único; sobre lo que debe entenderse como apelante único, o en este caso único recurrente, ha expuesto la jurisprudencia administrativa:

“...i) En primer lugar debe resaltarse que la imposibilidad de reformar el fallo de primer grado en perjuicio o en desmedro del apelante sólo tiene cabida cuando la impugnación respectiva sea formulada por un solo interesado (apelante único), lo cual puede comprender diversas hipótesis fácticas como aquella que corresponde a casos en los cuales, en estricto rigor, se trata de varias apelaciones desde el punto de vista formal, pero interpuestas por personas que aunque diferentes entre sí, en realidad comparten un mismo interés dentro del proceso o integran una misma parte dentro de la litis (demandada o demandante), por lo cual materialmente han de tenerse como impugnaciones únicas”⁹⁵.

Así mismo, en relación con este punto ha expuesto la jurisprudencia constitucional:

“es claro entonces que la calidad de apelante único a que se refiere el artículo 31 de la Carta Política de 1991, hace referencia al interés que se tiene para recurrir o a la naturaleza de las pretensiones y no a la cantidad de apelantes, sean ellos los condenados u otros sujetos del proceso. **Se mira un único interés del condenado o múltiples intereses no contrapuestos, al mismo...**”⁹⁶. (Resaltado fuera de texto).

Teniendo en cuenta estas definiciones, se observa que si bien en la presente actuación hay varios recurrentes, formalmente tienen intereses diferenciados, esto es, sus intereses versan sobre objetos diferentes de la actuación. Quienes actúan en calidad de terceros interesados recurren aspectos relacionados con las demandas y el mantenimiento del cargo estampilla, como elemento a través del cual se deba remunerar la actividad de transporte, mientras que TGI, en este punto, recurre la valoración de las inversiones hechas en la Resolución número 110 de 2011.

De acuerdo con lo anterior, si bien existen varios recurrentes con intereses diferentes, no se establece la existencia de un interés contrapuesto, por lo que se entiende aplicable este presupuesto de la no reforma en perjuicio en el caso concreto.

ii) Aspectos recurridos que se consideran lesivos para sus intereses

Ahora, el segundo elemento que debe tenerse en cuenta es que la revisión de la decisión sólo se ha de surtir en torno a los aspectos que le hayan sido desfavorables y que el mismo hubiere cuestionado en el recurso por considerarlos perjudiciales para sus derechos o intereses.

En relación con esta afirmación debe tener en cuenta dos consideraciones; la primera de ellas hace referencia a que la decisión debe hacer referencia a aquellos **“aspectos desfavorables”**⁹⁷, la segunda, que los mismos hayan sido cuestionados. Sin embargo, lo

que debe entenderse como un aspecto desfavorable no ha sido definido por parte de la jurisprudencia o por la doctrina.

La jurisprudencia al referirse respecto de lo que debe entenderse como un “aspecto desfavorable”, siempre lo ha observado en términos absolutos, es decir, su aplicación ha tenido en cuenta un resultado o valor único como ocurre en el caso de una pena, una sanción, un valor reconocido, lo cual se determina en la parte resolutive de una decisión. Así mismo, se debe observar, en relación con los “aspectos que hayan sido reconocidos”, que estos hayan sido cuestionados o recurridos por considerarlos lesivos o que lo afecten.

Por lo tanto, en el caso concreto se debe verificar qué debe entenderse como “aspectos desfavorables”, teniendo en cuenta la naturaleza de la presente actuación administrativa.

En relación con lo que se debe entender como “aspecto”, este se define por la Real Academia de la Lengua como “elemento, faceta o matiz de algo”. Ahora, este elemento o faceta se debe relacionar con aquello que ha sido reconocido en la decisión que se recurre, en este caso, referido a la parte resolutive de la sentencia o acto administrativo que lo reconoce.

La Resolución CREG 110 de 2011, establece los cargos regulados y demás aspectos pertinentes para remunerar la actividad de transporte de gas natural que se efectúa a través de los gasoductos del sistema de transporte de la Transportadora de Gas Internacional (TGI), de conformidad con la *metodología*.

Esta aplicación para la remuneración del servicio de transporte para los gasoductos de la recurrente se basa en un **esquema de cargos de paso**, determinados como la suma de los cargos individuales de cada tramo de gasoductos principales, según el recorrido del flujo físico de gas más el cargo estampilla correspondiente al grupo de gasoductos ramales.

Lo anterior implica el reconocimiento de las variables a que hace referencia el Capítulo II de la *metodología*, relativas al valor eficiente de las inversiones que fueron ejecutadas y no estaban incluidas en el programa de nuevas inversiones del período tarifario anterior, IFPNIT-1, así como los valores eficientes de los proyectos que un transportador prevé desarrollar en cada año del período tarifario con el propósito exclusivo de incrementar la capacidad de sus sistema de transporte, IACT, los cuales, para efectos regulatorios, corresponden únicamente a *loops* y compresores que se construirán en el sistema de transporte existente, y deberán estar orientados a atender nueva demanda.

De acuerdo con esto, teniendo en cuenta que el objeto de la presente actuación administrativa es establecer los cargos regulados para el sistema de transporte de la TGI, se entienden como “aspectos desfavorables” la reducción en la aplicación de los cargos de transporte por tramo, de acuerdo con lo previsto en la parte resolutive de la Resolución CREG 110 de 2011, conforme a la valoración hecha de las inversiones ejecutadas.

Esto teniendo en cuenta las solicitudes hechas por la recurrente al momento de interponer el recurso las cuales hacen referencia a:

“2. **Se reconozcan plenamente los costos de las inversiones en compresoras, loops y variantes**”. (Resaltado fuera de texto).

De acuerdo con esto, la recurrente pretende un reconocimiento absoluto de aquellas inversiones que fueron ejecutadas y no estaban incluidas en el programa de nuevas inversiones del período tarifario anterior, así como de aquellas inversiones para el aumento de capacidad, de las cuales hacen parte los *loops*, las compresoras, y las inversiones en variantes.

Ahora dentro de la práctica de pruebas, la aplicación de los resultados de los dictámenes periciales dentro de la presente actuación, conforme al modelo de valoración de las inversiones al que se ha hecho referencia, lleva a una modificación de estos valores, que sólo se va a ver reflejada al momento de aplicar los cargos.

En la mayoría de casos estas valoraciones han llevado a un aumento de los cargos, debido a que las inversiones de la misma forma han sufrido un incremento. Sin embargo, existen algunos tramos en los cuales se presenta una reducción en los cargos con respecto a los reconocidos en la Resolución CREG 110 de 2011, ya que la valoración de las inversiones en *loops* es menor a la reconocida en este acto administrativo. La disminución en la valoración de los *loops* es de USD37.160.806 (cifras a diciembre 31 de 2009) con respecto a lo definido inicialmente en la Resolución CREG 110.

Esta reducción en los cargos, de acuerdo con la discrepancia que en el valor de las inversiones se definió en la Resolución CREG 110 de 2011, se presenta al determinar los costos eficientes de las inversiones a reconocer, conforme a la práctica de pruebas y los resultados obtenidos al establecer los criterios tarifarios y los principios a los que se sujeta legal y constitucionalmente la prestación de los servicios públicos domiciliarios.

Por lo tanto, se establece la existencia de los presupuestos de la no reforma en perjuicio en el presente caso, ya que existe un “aspecto desfavorable” reflejado en la reducción en los cargos para algunos tramos de gasoductos de acuerdo con la valoración de los *loops*, de la misma forma que este aspecto fue recurrido de acuerdo con los numerales 2 y 3 del recurso, por lo que en principio no sería procedente reducirlos al momento en que se resuelva este recurso.

Lo anterior teniendo en cuenta que es a partir de la práctica de las pruebas dentro del trámite de los recursos de reposición que se incorporaron los criterios adicionales a los previstos en el Capítulo I de la *metodología* para hacer la valoración; es decir, son elementos y argumentos que se generan con posterioridad a la resolución de las solicitudes tarifarias, los cuales provienen de las pruebas practicadas, de acuerdo con lo previsto en el literal b) del artículo 5° de la Resolución CREG 126 de 2010 que hace referencia a lo siguiente:

“b) Para la estimación de la variable el transportador deberá reportar a la CREG los valores eficientes de los activos respectivos y las fechas de entrada en operación de los mismos. La CREG evaluará la eficiencia de los gasoductos teniendo en cuenta su Factor de Utilización y el Factor de Utilización Normativo, cuando aplique.

La CREG determinará el valor eficiente de estas inversiones a partir de costos eficientes de otros activos comparables, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el Anexo I de la presente resolución, u otros criterios de evaluación de que disponga.

De conformidad con lo establecido en el artículo 108 de la Ley 142 de 1994, de existir discrepancia sobre la valoración eficiente de las inversiones correspondientes a la variable

⁹³ Corte Constitucional, Sentencias T-057 de 2004, T-741 de 2000, SU-1722 de 2000, T-033 de 2002, T-082 de 2002, T-587 A de 2003, T-1089 de 2004, T-291 de 2006, C-591 de 2006.

⁹⁴ Corte Constitucional, Sentencia T-082 de 2002.

⁹⁵ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Subsección A, Consejero Ponente: Hernán Andrade Rincón, Bogotá, D. C., diez (10) de febrero de dos mil once (2011) Radicación número: 63001-23-31-000-1997-04685-01(16306).

⁹⁶ Corte Constitucional, Sentencias T-503 de 2003 y T-291-06.

⁹⁷ Consejo de Estado Sala de lo Contencioso Administrativo Sección Tercera – Subsección A Consejero Ponente: Mauricio Fajardo Gómez, Bogotá, D. C., febrero nueve (9) de dos mil once (2011). Radicación: 410012331000199508424 – 01 (19.352).

la Comisión decidirá sobre el decreto y práctica del dictamen pericial que haya solicitado el transportador así como los aspectos sobre los cuales debe pronunciarse el perito, para lo cual se tendrán en cuenta los criterios generales contenidos en esta metodología y los demás que la Comisión estime pertinentes. Lo anterior sin perjuicio de las demás pruebas que la Dirección Ejecutiva de la Comisión decida decretar”.

c) **Aplicación del Principio de la No reformatio in pejus en la presente actuación administrativa**

i) **El reconocimiento de la No reformatio in pejus y la afectación de los principios constitucionales y derechos fundamentales en la prestación eficiente de los servicios públicos domiciliarios**

De acuerdo con lo expuesto, si bien es procedente la aplicación de la no reforma en perjuicio dentro de la presente actuación, se debe tener en cuenta que como consecuencia del mismo, dentro del ejercicio de la facultad regulatoria con la que cuenta esta Comisión, se estaría reconociendo un valor superior al costo eficiente.

De acuerdo con esto, la aplicación directa de este principio desconocería los criterios en materia tarifaria, en especial el criterio de eficiencia económica, de la misma forma que se afectarían los principios constitucionales y legales en materia de prestación de servicios públicos, así como el principio de igualdad, debido a que la valoración que reciben las inversiones por parte de otros transportadores se sujetarían a un costo eficiente mientras que para el caso de la recurrente no sería así, ya que estaría por encima del modelo de valoración.

El desconocimiento de los criterios tarifarios, en especial el de eficiencia económica, atentaría contra la finalidad constitucionalidad en materia de servicios públicos domiciliarios, debido a que la Honorable Corte Constitucional ha considerado dentro de su jurisprudencia⁹⁸ que estos se caracterizan por tener una connotación eminentemente social, en tanto que pretenden el bienestar y mejoramiento de la calidad de vida de las personas y por ello su prestación debe ser eficiente; donde el Estado mantendrá siempre su regulación, control y vigilancia; por lo que su régimen tarifario consultará, además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos. Por lo tanto, es deber del Estado asegurar su prestación eficiente.

La prestación eficiente se entiende como la garantía que brinda el Estado de asegurar que las empresas que proporcionen el servicio lo hagan de manera eficiente, completa y atendiendo las necesidades básicas de la población. Teniendo en cuenta que la prestación del servicio ha de ser eficiente y que debe respetar los principios de solidaridad y universalidad, las empresas que proporcionan el bien o servicio no pueden trabajar a pérdida, es decir, deben recuperar los costos en que incurran y asegurarse de obtener recursos para poder invertir en el mismo sector con el fin de tener unos mínimos beneficios que se traduzcan en mayor competitividad y mejores beneficios para los usuarios.

Sin embargo, esta prestación eficiente asociada al régimen tarifario, debe atender los principios de eficiencia económica y suficiencia financiera. Por tanto, deben reflejar los costos y gastos propios de la operación. Es por esto que la tarifa que se paga por la prestación de un servicio público domiciliario está vinculada no sólo con el nivel de consumo del usuario, sino con los costos en que incurre la empresa respectiva para poder brindar el bien o servicio en condiciones de competitividad y está determinada por el beneficio que finalmente recibe el usuario.

Esto está directamente relacionado con la eficiencia económica, de acuerdo con el artículo 87 de la Ley 142 de 1994. Análisis hechos por la Honorable Corte Constitucional han dispuesto que su contenido comprende los siguientes elementos:

“La eficiencia económica consiste en que: **i) las tarifas de los servicios públicos se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; ii) las fórmulas tarifarias tengan en cuenta los costos y los aumentos de productividad esperados; iii) los aumentos de productividad esperados se distribuyan entre la empresa y los usuarios tal como ocurriría en un mercado competitivo; iv) las fórmulas tarifarias no trasladen a los usuarios los costos de una gestión ineficiente;** v) las empresas no se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. La referencia que hace la norma en el sentido de que “[e]n el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por este” versa sobre el ámbito de aplicación de los anteriores elementos”. (Resaltado fuera de texto).

De acuerdo con estos elementos la Corte ha considerado que en relación con el principio constitucional de prestación eficiente de los servicios públicos, como aplicación del criterio de eficiencia económica, dentro de las tarifas no se han de trasladar costos a los usuarios por una gestión ineficiente.

Ahora, en cuanto al contenido de este criterio, ligado con el alcance constitucional que este tiene en materia de servicios públicos, conforme a los elementos que lo componen en virtud de la referencia anterior, la Honorable Corte Constitucional ha precisado lo siguiente:

“4.5.2.2.4 En un mercado competitivo el incremento del precio como resultado de la ineficiencia, conlleva un riesgo, a saber, que el productor pierda participación en el mercado debido a que sus precios serán superiores a los de sus competidores. **En este orden de ideas, la disposición según la cual ‘las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente’ pretende que los usuarios no paguen el costo de las ineficiencias de las empresas, tal como no lo harían en un mercado competitivo.**”

4.5.2.2.5 Como ya se indicó, las prácticas restrictivas de la competencia son comportamientos por medio de los cuales, quien las realiza, se vale de las ventajas de las que pueda disponer para afectar las condiciones de equilibrio del mercado, lo cual impide que este asigne de manera eficiente los bienes y servicios que se producen en una economía. La prohibición de que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de tales prácticas, busca proteger dichas condiciones para garantizar la eficiencia del mercado en beneficio de los usuarios.

⁹⁸ Corte Constitucional, Sentencia C-041 de 2003.

4.5.2.2.6 En conclusión, el numeral 87.1 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 contiene algunos de los elementos que, de acuerdo con la teoría económica de un mercado competitivo, caracterizan un mercado eficiente y las implicaciones que de este se derivan. **En este orden de ideas, la Corte encuentra que el criterio de eficiencia descrito en la norma en cuestión, desarrolla la prescripción del artículo 365 Superior, según el cual ‘es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional’.** Si bien el legislador habría podido definir eficiencia en otros términos, se encuentra dentro de su margen de configuración hacerlo siguiendo teorías económicas sobre la eficiencia en un mercado económico competitivo. La Constitución no impone, como ya se anotó, un modelo económico y por lo tanto permite que el legislador tenga en cuenta diferentes teorías sobre qué es la eficiencia y **cómo se logra que la autoridad de regulación propenda por ella, siempre que no adopte decisiones manifiestamente irrazonables o contrarias a mandatos o prohibiciones contenidos en la Carta.** En cambio, como ya se anotó, habría violado el principio de reserva de ley en la fijación del régimen de la regulación de los servicios públicos domiciliarios el que el legislador hubiera guardado silencio al respecto, delegando implícita y prácticamente en el órgano regulador la definición de este principio de rango constitucional. Además, la definición legislativa está orientada a evitar distorsiones del mercado que lleven a que la libre competencia deje de ser un derecho en beneficio de todos. Por ello, se declarará su exequibilidad⁹⁹. (Resaltado fuera de texto).

Ahora, en materia de servicios públicos domiciliarios, la Constitución y la Ley 142 de 1994 han dispuesto de una serie de elementos en relación con el alcance que tiene la función regulatoria, las cuales han sido objeto de interpretación por parte de la jurisprudencia constitucional.

En relación con este punto ha dispuesto la Corte los fines constitucionales que persigue la función regulatoria, en los siguientes términos:

“Por último, la Sala considera necesario reiterar que el régimen tarifario, conforme a lo dispuesto por el artículo 367 de la Carta Política, debe consultar no sólo criterios de costos sino también de solidaridad, y que, **según el artículo 73 de la Ley 142 de 1994, las Comisiones de Regulación tienen como finalidad promover la libre competencia y regular los monopolios, en orden a una prestación eficiente de los servicios públicos. En cumplimiento de esos objetivos, tales órganos deben asegurar la calidad de los servicios, evitar conductas arbitrarias de los prestadores del servicio y defender los derechos de los usuarios.**”

Por otro lado, al contrario de lo expuesto por el demandante, para la Corte es claro que el Congreso sí está facultado por la Constitución (artículos 150 –numeral 3– y 367 C. P.) para fijar el régimen tarifario de los servicios públicos domiciliarios y para determinar las entidades competentes para fijar las tarifas. En materia de servicios públicos domiciliarios fue directamente el Constituyente quien definió tal competencia en el legislador y en ejercicio de esa facultad puede, como en efecto lo ha hecho, determinar cuáles son los elementos de las fórmulas tarifarias y cuáles los cargos que pueden incluirse. Siempre, teniendo en cuenta, además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos. **Precisamente la Ley 142 de 1994 dispone que las comisiones de Regulación son las llamadas a establecer las tarifas, de acuerdo con las previsiones que allí se consagran y respetando los principios que en la materia consagró la Constitución.** (Resaltado fuera de texto)¹⁰⁰.

Así mismo, dentro de la función regulatoria la Corte Constitucional, así como el Consejo de Estado, ha considerado que la misma se ejerce en cumplimiento de los fines sociales del Estado¹⁰¹, la corrección de las imperfecciones del mercado¹⁰², así como la satisfacción del interés general¹⁰³. Por lo tanto, ha dispuesto que los servicios públicos domiciliarios tienen una **relación inescindible** entre su prestación eficiente y la efectividad de los derechos fundamentales de las personas, de lo cual se entiende que su prestación ineficiente puede acarrear en la vulneración de un derecho fundamental, ya que su prestación eficiente asegura condiciones de vida digna de todos los habitantes del territorio nacional. Frente a lo anterior ha expresado la Corte:

“A partir de lo anterior, se ha precisado que la realización de las necesidades de las personas, a través de dichos servicios, debe tener en cuenta la efectividad de los derechos fundamentales de las mismas, de manera que, se produzca un bienestar social con desarrollos vitales más acordes con la dignidad humana, a partir de mejores condiciones de vida, en donde la participación ciudadana para la toma de las respectivas decisiones, en el control político y en la gestión de los servicios públicos, sea permanente y real, correspondiendo al Estado promover esa participación y **garantizar prestación de los servicios a través de la correspondiente regulación, control y vigilancia, con sujeción a los principios de descentralización con autonomía de las entidades territoriales.**”

En este sentido, ha dicho esta Corporación que **‘La idea de tales servicios no puede concebirse en otra forma, teniendo en cuenta el inescindible vínculo existente entre la prestación de los mismos y la efectividad de ciertas garantías y derechos constitucionales fundamentales de las personas, que constituyen razón de la existencia de la parte orgánica de la Carta y de la estructura y ejercicio del poder público. Indudablemente, una ineficiente prestación de los servicios públicos puede acarrear perjuicio para derechos de alta significación como la vida, la integridad personal, la salud, etc.’.**

Finalmente, frente a la función regulatoria, la Corte ha considerado que para la correcta aplicación de los criterios en materia tarifaria, así como su aplicación armónica con los

⁹⁹ Corte Constitucional, Sentencia C-150 de 2003.

¹⁰⁰ Corte Constitucional, Sentencia C-041 de 2003.

¹⁰¹ Corte Constitucional, Sentencia C-075 de 2006.

¹⁰² Corte Constitucional, Sentencia C-150 de 2003, C-1120-05 Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Primera, Consejero Ponente: doctor: Rafael E. Ostau de Lafont Planeta, Bogotá, D. C., treinta (30) de abril de dos mil nueve (2009), número Radicado: 11001 032400020040012301.

¹⁰³ Corte Constitucional, Sentencia SU-2010 de 2008.

principios constitucionales¹⁰⁴ y legales¹⁰⁵ en materia de servicios públicos, debe existir una convergencia entre los intereses colectivos que persigue la prestación de los servicios públicos, como aquellos intereses de las empresas en relación con la competencia, la iniciativa privada y la libertad de empresa, entendidas como la existencia de “*relaciones jurídicas de equilibrio entre usuarios y las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios*”¹⁰⁶.

Por lo tanto, esta convergencia a través de los mecanismos regulatorios debe garantizar el equilibrio entre la libertad económica (incentivo económico), la promoción de intereses colectivos concretos y la prestación de servicios públicos, es decir, la regulación ha de propender por hacer compatibles los intereses privados, que actúan como motor de la actividad económica, con la satisfacción de las necesidades colectivas¹⁰⁷. Sobre este punto expone la Corte:

“Los órganos de regulación han de ejercer sus competencias con miras a alcanzar los fines que justifican su existencia en un mercado inscrito dentro de un Estado social y democrático de derecho. Estos fines se pueden agrupar en dos clases, a pesar de su variedad y especificidad. La primera clase comprende los fines sociales que el mercado por sí mismo no alcanzará, según las prioridades de orden político definidas por el legislador y de conformidad con el rango temporal que este se ha trazado para alcanzarlos. La segunda clase abarca los fines económicos atinentes a procurar que el mercado funcione adecuadamente en beneficio de todos, no de quienes dentro de él ocupan una posición especial de poder, en razón a su predominio económico o tecnológico o en razón a su acceso especial al proceso de toma de decisiones públicas tanto en el órgano legislativo como en los órganos administrativos clásicos”.

“La regulación, en tanto que mecanismo de intervención del Estado, busca garantizar la efectividad de los principios sociales y el adecuado funcionamiento del mercado (...)”¹⁰⁸.

d) La Aplicación del Test de Razonabilidad y/o Proporcionalidad ante la incompatibilidad de principios y derechos constitucionales fundamentales

De acuerdo con lo expuesto, se observa que dentro de la presente actuación administrativa se está ante dos principios constitucionales aplicables, pero que los mismos resultan incompatibles.

El primero de ellos relativo a la garantía individual y derecho fundamental de la *No reformatio in pejus*, que en este caso se enfrenta a la prestación eficiente de los servicios públicos domiciliarios como garantía para la efectividad de las garantías y derechos constitucionales fundamentales de los usuarios del servicio público domiciliario de gas natural.

Lo anterior teniendo en cuenta lo expuesto por la Corte, en relación con que la prestación de los servicios públicos domiciliarios de forma eficiente constituye razón de la existencia de la parte orgánica de la Carta, ante el inescindible vínculo que existe entre la prestación de los mismos y los derechos fundamentales.

Esta incompatibilidad se genera entonces en la medida en que si se reducen los cargos regulados en algunos tramos de gasoductos, de acuerdo con la forma en que se realiza la valoración de las inversiones en *loops*, se estaría reformando en perjuicio del recurrente; sin embargo, la imposibilidad de reducirlos aplicando este principio, manteniendo en estos tramos únicamente los incrementos en los valores de las inversiones de IACT y de IFPNIt-1, sin aplicar las reducciones que llevan a la disminución del cargo, manteniendo el valor reconocido inicialmente en la Resolución CREG 110 de 2011, se reconocería un costo ineficiente, que se encuentra por fuera de los criterios y principios tarifarios en materia de servicios públicos. También se violaría el principio de igualdad, debido a que su valoración se encuentra por fuera del modelo aplicable a otras empresas, lo que representa un trato discriminatorio, ya que se da un trato desigual ante iguales.

Ante esta situación, la Honorable Corte Constitucional ha dispuesto¹⁰⁹ que ante la incompatibilidad de aplicar dos principios constitucionales en un caso concreto, se debe acudir a un test de proporcionalidad o de razonabilidad para definir si la medida que se debe adoptar al afectar un derecho constitucional persigue un fin constitucional más relevante y que las restricciones que se realizan son adecuadas.

En este mismo punto el Honorable Consejo de Estado en su Sección Primera¹¹⁰ y para el caso particular de la no reforma en perjuicio ha dispuesto la evaluación en cuanto a la prevalencia de principios constitucionales, debido al conflicto que se puede presentar en cuanto a su aplicación.

Dentro de la aplicación de los test de proporcionalidad o razonabilidad, ya sea acudiendo a las consideraciones hechas por los Tribunales Constitucionales Europeos o Anglosajones, la jurisprudencia constitucional ha dispuesto tres niveles del test de constitucionalidad: leve, intermedio y estricto; donde este último debe ser aplicado cuando: i) ha operado alguna categoría de discriminación del inciso 1° del artículo 13 de la Constitución; o ii) la medida recae sobre personas de debilidad manifiesta, grupos marginados o discriminados, o minorías; o iii) la medida que hace la diferenciación afecta en principio el goce de un derecho fundamental; y iv) se examina una situación que crea un privilegio.

En cuanto a la aplicación de este test ha dispuesto la Corte:

“... la Corte manifestó que en el test estricto de razonabilidad, los elementos de análisis de la constitucionalidad son los más exigentes, en la medida en que, en desarrollo del mismo, el fin de la medida debe ser legítimo e importante, pero además imperioso, y el

medio escogido debe ser no sólo adecuado y efectivamente conducente, sino, además, necesario, o sea, que no pueda ser remplazado por un medio alternativo menos lesivo. Adicionalmente, dijo la Corte, el test estricto es el único que incluye, como cuarto paso, la aplicación de un juicio de proporcionalidad en sentido estricto, conforme al cual los beneficios de adoptar la medida deben exceder claramente las restricciones impuestas por la medida sobre otros principios y valores constitucionales”¹¹¹. (Resaltado fuera de texto).

En relación con lo anterior, los pasos de este tipo de examen son: i) el fin de la medida deber ser legítimo, importante e imperioso; ii) el medio escogido debe ser adecuado, conducente y necesario; iii) la realización de un juicio de proporcionalidad en sentido estricto, lo cual exige que los beneficios derivados de la adopción de la medida sean mayores a las desventajas que operen sobre otros principios y valores constitucionales.

En virtud de la aplicación de este test en el presente caso, se debe verificar por parte de la Comisión que si bien se ha de afectar un derecho o principio fundamental, se ha de precisar cuál decisión persigue un fin constitucional más relevante, si el mismo es conducente y necesario para cumplir este principio constitucional y si la medida genera un beneficio mayor en cuanto al perjuicio que se ocasiona al derecho fundamental afectado.

En primer lugar, si la medida regulatoria a adoptar es dar prevalencia al principio de la no reforma en perjuicio, se establece que el fin constitucional de la medida es no hacer más gravosa la situación del recurrente.

Sin embargo, de acuerdo con el desarrollo de la actuación administrativa, se establece que si bien existe un reconocimiento hecho en la Resolución CREG 110 de 2011 en relación con la valoración de las inversiones del IACT y de IFPNIt-1, esta situación gravosa o desmejora se entiende que opera de manera “formal” y no de forma “sustancial”.

Este reconocimiento inicial determinó un modelo de valoración, el cual, de acuerdo con las actuaciones realizadas en atención al recurso interpuesto por TGI y las pruebas practicadas durante el recurso, llevan a un modelo de valoración que determina un costo eficiente que se acerca en mayor grado a lo dispuesto por el artículo 87.1 de la Ley 142 de 1994, es decir, que las tarifas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo y en este caso a los valores eficiente de las empresas.

Una situación desfavorable en materia de servicios públicos domiciliarios para el presente caso debe predicarse de aquellos valores que estén por debajo de aquellos que han de considerarse eficientes. Igualmente, si no se hubiesen modificado los criterios de valoración, si se hubiesen practicado las pruebas a las que se han hecho referencia y se llegaron a modificar estos valores, se entendería que estos valores eficientes habrían de mantenerse incólumes y por lo mismo dar prevalencia al principio de la no reforma en perjuicio.

Es por esto que mantener los valores reconocidos inicialmente en la Resolución CREG 110 de 2011 en la aplicación en estos tramos, lleva a un desconocimiento abierto de los criterios de eficiencia, ya que estos costos se estarían trasladando a los usuarios, por fuera de lo dispuesto en la Ley 142 de 1994 y de los artículos 365 a 370 de la Constitución, preservando una situación favorable formal en favor de la empresa, pero la cual carece de sustento, ya que en la realidad no ocurre una desmejora en cuanto a su reconocimiento en términos de eficiencia.

Así mismo, permitir esta remuneración desconocería el criterio de neutralidad del artículo 87.2 de la Ley 142 de 1994, el cual está asociado al principio de igualdad, toda vez que los usuarios de los tramos a los cuales se mantiene este incremento tendrían un tratamiento tarifario diferente al de otros usuarios del mismo sistema de transporte de la recurrente, a pesar de que las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales.

Ahora, si la medida regulatoria a adoptar es reducir el valor de los cargos aprobados en los tramos mencionados, dando prevalencia al principio de la prestación eficiente de los servicios públicos domiciliarios, se establece que el fin constitucional de la medida es garantizar que a través de su prestación se cumplan efectivamente las garantías y derechos constitucionales fundamentales a los que se hayan ligados, así como los fines sociales y de interés público que persiguen la regulación como medida de intervención económica.

Los argumentos que justifican esta medida como legítima, importante e imperiosa están relacionados con lo hasta ahora expuesto, en relación con los fines constitucionales y legales que persiguen la prestación de los servicios públicos, garantizando el equilibrio entre el interés general y la libertad económica (incentivo económico), como lo que denomina la Corte el buen funcionamiento del mercado¹¹².

Si bien los fines perseguidos por ambas medidas son legítimos e importantes, la diferencia se encuentra en la imperiosidad, la cual debe entenderse desde sus acepciones como su aplicación ineludible, así como la urgencia que existe de dar cumplimiento al fin constitucional que se pretende buscar. Si bien en algunos casos la Corte ha considerado que el principio de la no reforma en perjuicio tiene un carácter absoluto y la misma no admite excepciones¹¹³, este argumento se presenta cuando se está sometiendo al recurrente o apelante a una carga por encima del interés público.

En el presente caso la no reforma en perjuicio es eludible en su aplicación, toda vez que no existe esa carga excesiva, ya que no se estaría reconociendo un costo por debajo de aquel que se ha entendido eficiente para otros casos similares, de la misma forma que no existiría un perjuicio real, ya que el valor reconocido es el eficiente, contrario al caso de los usuarios, los cuales se estarían sometiendo a una carga por encima de los demás usuarios en garantía de un interés particular. Situación diferente ocurriría en el caso de que en el reconocimiento inicial se soportara en el modelo de valoración previo, sin incorporar las variables surgidas a partir de la práctica de pruebas dentro del recurso de reposición interpuesto por TGI.

¹¹¹ Corte Constitucional, Sentencia C-354 de 2009.

¹¹² Corte Constitucional, Sentencia C-150 de 2003.

¹¹³ Corte Constitucional, Sentencia T-082 de 2002.

¹⁰⁴ Artículos 365 a 370.

¹⁰⁵ Ley 142 de 1994, artículos 1° a 12.

¹⁰⁶ Corte Constitucional, Sentencia C-075 de 2006.

¹⁰⁷ Corte Constitucional, Sentencia C-353 de 2006.

¹⁰⁸ Corte Constitucional, Sentencia C-150 de 2003.

¹⁰⁹ Corte Constitucional, Sentencias C-093 de 2001, C-608 de 2010.

¹¹⁰ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Segunda - Subsección “A”, Consejero Ponente: Alberto Arango Mantilla, Bogotá, D. C., primero (1°) de febrero de dos mil siete (2007). Radicación número: 05001-23-31-000-2003-00107-01(8963-05).

Por lo tanto, se establece una prevalencia entre el fin constitucional buscado a través de la reducción de los cargos en los tramos mencionados, respecto de mantener estos valores y la imposibilidad de valorar estas inversiones de forma eficiente en aplicación de la *No reformatio in pejus*.

Ahora, al analizar si el medio escogido es adecuado, conducente y necesario, y por lo tanto que este no pueda ser remplazado por un medio alternativo menos lesivo, en relación con la reducción de los cargos por la valoración eficiente de la inversión, dentro del análisis se incluyó la posibilidad de acudir a un medio menos lesivo, que en este caso sería dar inicio a una actuación tarifaria de oficio, de acuerdo con lo previsto en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, justificada en un mutuo acuerdo, toda vez que no es posible modificarse por parte de la Comisión ya que no se predica la existencia de un grave error de cálculo. El artículo 126 establece lo siguiente:

“**Artículo 126. Vigencia de las fórmulas tarifarias.** 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 período igual. **Excepcionalmente podrán modificarse, de oficio o a petición de parte, antes del plazo indicado cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los usuarios o de la empresa;** o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas.

Vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, continuarán rigiendo mientras la comisión no fije las nuevas”. (Resaltado fuera de texto).

Si bien a través de esta actuación se puede modificar el valor reconocido por fuera de lo eficiente, en esta debe mediar el consentimiento de la empresa, ya que la misma no puede ser modificada por la Comisión debido a que no obedece a un grave error de cálculo.

Igualmente se establece que el mismo si bien reduce el grado de lesividad de la no reforma en perjuicio, afecta en mayor forma los intereses de los usuarios, ya que durante el trámite de la actuación la recurrente se encontraría habilitada para realizar un cobro por encima de lo eficiente, sin ningún fundamento constitucional y legal en materia de servicios públicos, justificada en la imposibilidad de agravar o menoscabar su situación reconocida inicialmente.

Se entendería que esta medida puede llevar al mismo propósito a largo plazo, la misma representa un “puente” o un “pass through” en cuanto a la medida a aplicar y el mecanismo utilizado para tal fin. Es decir, el mecanismo del artículo 126 si bien lleva al mismo objetivo a largo plazo, no es un mecanismo idóneo, ya que este no es menos lesivo en cuanto a la no reforma en perjuicio, ya que permitiría una remuneración fuera del costo eficiente, a pesar de que no existe una situación de desmejora desde el punto de vista de los criterios tarifarios, mientras que por el contrario afecta la limitación de los fines constitucionales en materia de servicios públicos domiciliarios.

Por lo tanto, la reducción de los cargos como afectación de la no reforma en perjuicio resulta indispensable para el logro objetivo constitucional perseguido, en este caso garantizar la prestación eficiente del servicio público, para el cumplimiento efectivamente de las garantías y derechos constitucionales fundamentales a los que están ligados, así como los fines sociales y de interés público que persiguen, lo cual no ocurriría con la aplicación de una actuación administrativa sustentada en el artículo 126.

Finalmente, la Corte exige que para superar el test estricto de igualdad se debe realizar un juicio de proporcionalidad en sentido estricto, lo cual se traduce en un análisis costo beneficio, es decir, que los beneficios derivados de la adopción de la medida o decisión que se tome han de ser mayores a las desventajas que operen sobre otros principios y valores constitucionales. Este análisis costo-beneficio se puede extraer de los argumentos expuestos hasta ahora.

En primer lugar, la medida que se adopta genera una afectación de un derecho fundamental en menor medida, ya que la reducción en la valoración en las inversiones no se traduce en una situación de desmejora o agravio para la empresa desde el punto de vista material.

La valoración de las inversiones en gasoductos por comparación de que trata la Resolución CREG 110 de 2011 y el anexo del documento CREG 085 de 2011, estableció el valor eficiente de estos activos a partir de costos eficientes de otros activos comparables, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el Anexo 1 de la *metodología*, y la mejor información disponible en su momento.

Sin embargo, de acuerdo con la práctica de pruebas en virtud del recurso de reposición interpuesto por la recurrente, se estableció un modelo de valoración que incorpora información, criterios y variables adicionales que permiten determinar este valor de una forma más apropiada, en cumplimiento de los criterios tarifarios y los fines constitucionales en materia de servicios públicos.

Es por esto que la valoración de las inversiones hechas para *loops* en la presente actuación administrativa, dentro del trámite del recurso de reposición, incorpora un valor eficiente, por lo que mantener el valor reconocido en la Resolución CREG 110 de 2011 es justificar con base en la aplicación de la no reforma en perjuicio un valor que está por encima del valor eficiente, lo cual va en contra de los principios constitucionales en materia de servicios públicos domiciliarios.

Un desmedro o afectación para la empresa, se debe entender como una reducción en la valoración que esté por fuera de aquello que debe considerarse eficiente, ya que la Constitución y la Ley 142 de 1994 han dispuesto que el Estado en materia de servicios públicos debe asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. En materia tarifaria esto se traduce en que la tarea del regulador no es la de reconocer los valores en que realmente incurre la empresa sino los valores eficientes¹¹⁴.

De acuerdo con esto, reconocer los valores en que realmente incurrió la empresa por fuera de aquellos que se entienden eficientes es ir contra de las obligaciones que tiene el Estado en materia de servicios públicos. Por lo tanto, no se puede hablar de una afectación

o de una desmejora en cuanto a un principio constitucional, cuando esto en la realidad no ocurre, sino sólo se afecta desde el punto de vista formal.

En cuanto al criterio de eficiencia en materia regulatoria y tarifaria, esta Comisión en la Resolución número 087 de 2004 precisó la tarea del regulador al reconocer costos y valores eficientes como ocurre en el presente caso, cuando expuso:

“Como primera medida es importante resaltar que **la metodología para valorar la inversión que la CREG ha adoptado a través de la Resolución CREG 11 de 2003, no pretende reconocer los costos “reales”** que la empresa ha hundido en inversión y lo que aspira en AO&M. **Por otro lado, si la intención de la CREG fuese reconocer ese valor no se adelantarían metodologías de valoración de inversión y AO&M sino que simplemente se le solicitaría a la empresa un reporte de este valor para incluirlo de manera pura y simple en la Resolución individual. Sin embargo la ley le ordena a la CREG fijar las tarifas con criterios de eficiencia, pues el propósito de estas Resoluciones, en términos generales, es conjugar los derechos de todos los sectores con interés en los procesos tarifarios, esto es, la empresa y los usuarios.** Así las cosas, por un lado se encuentra la aspiración legítima de la empresa para que se le reconozcan sus inversiones y los costos asociados a la misma, y con mayor razón, cuando tales inversiones, según se afirma en los documentos que reposan en el expediente, se realizaron a partir de procesos que buscaban lograr los mejores costos, y por otro lado, se encuentra la posición del usuario que busca que se definan unas tarifas adecuadas. En consecuencia, el objetivo tarifario es lograr que con la eficiencia en la valoración de la inversión y del AO&M se equilibren estas posturas y de esa manera la empresa reciba lo que eficientemente le corresponde por su actividad y el usuario que desee el servicio se vea avocado a sufragarlo.

Nótese como la idea central del proceso tarifario no es reconocer un costo “real” sino uno eficiente para todas las partes. De esta manera, si algunos costos “reales” son calificados como ineficientes no es posible reconocerlos vía tarifas, y en el mismo sentido, la tarifa que resulte debe ser asumida por el usuario aún si la considerada muy alta. Se recuerda que la Ley 142 de 1994, en su artículo 87.1 en virtud de la eficiencia económica prohíbe trasladar vía tarifa los costos de gestión ineficiente. (...)”. (Subrayas y negrillas propias).

Esto concuerda con lo dispuesto por la jurisprudencia constitucional, al momento de interpretar el alcance del principio de eficiencia en materia tarifa, cuando expone:

“la eficiencia económica consiste en que: i) **las tarifas de los servicios públicos se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo;** ii) **las fórmulas tarifarias tengan en cuenta los costos y los aumentos de productividad esperados;** iii) **los aumentos de productividad esperados se distribuyan entre la empresa y los usuarios tal como ocurriría en un mercado competitivo;** iv) **las fórmulas tarifarias no trasladen a los usuarios los costos de una gestión ineficiente;** v) las empresas no se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. La referencia que hace la norma en el sentido de que “[e]n el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por este” versa sobre el ámbito de aplicación de los anteriores elementos”¹¹⁵. (Resaltado fuera de texto).

De igual forma respecto de los fines constitucionales de la eficiencia en servicios públicos cuando dispone:

“En la Constitución de 1991 los servicios públicos se caracterizan por: i) tener una connotación eminentemente social, en tanto que pretenden el bienestar y mejoramiento de la calidad de vida de las personas y por ello su prestación debe ser eficiente; ii) el régimen jurídico al cual estarán sometidos es el que fije la ley; iii) pueden ser prestados no solamente por el Estado, directa o indirectamente, sino también por comunidades organizadas o por particulares; iv) el Estado mantendrá siempre su regulación, control y vigilancia; v) su régimen tarifario consultará, además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos; vi) deberán ser prestados directamente por los municipios, en tratándose de los servicios públicos domiciliarios, cuando las características técnicas y económicas del servicio y las conveniencias generales lo permitan y aconsejen, y vii) las entidades territoriales pueden conceder subsidios para las personas de menores ingresos”¹¹⁶.

Así mismo, en este análisis costo beneficio o test de proporcionalidad en estricto sentido, las ventajas que se obtienen al adoptar esta medida son mayores que los perjuicios a los que se ha hecho referencia, debido a que esta da cumplimiento a los fines y garantías constitucionales en materia de servicios públicos, ya que adopta de forma plena los criterios de eficiencia económica, neutralidad, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad, redistribución de ingresos y transparencia a los que hacen referencia el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, garantizando la prestación eficiente del servicio.

De la misma forma, desde el punto de vista constitucional se garantizan los postulados de equilibrio de las relaciones que deben existir entre usuarios y las empresas, las cuales se materializan en la prestación eficiente del servicio, lo que permite la efectividad de los derechos fundamentales y el interés colectivo, el adecuado funcionamiento del mercado, así como la compatibilidad de los intereses económicos de las empresas, a lo que la Honorable Corte Constitucional ha dispuesto:

“... la Corte se pronunció sobre el alcance y relación de los artículos 333 y 334 de la Constitución, al indicar “que la regulación de la economía es un instrumento del que dispone el Estado para orientar el interés privado –como lo es la realización de una actividad empresarial– al desarrollo de funciones socialmente apreciadas. En efecto, esta Corporación ha subrayado que **“la libertad económica permite también canalizar recursos privados, por la vía del incentivo económico, hacia la promoción de concretos intereses colectivos y la prestación de servicios públicos. En esa posibilidad se aprecia una opción, acogida por el constituyente, para hacer compatibles los intereses privados, que actúan como motor de la actividad económica, con la satisfacción de las necesidades colectivas.** Por ello, el Constituyente expresamente dispuso la posibilidad de la libre concurrencia en los

¹¹⁵ Corte Constitucional, Sentencia C-150 de 2003.

¹¹⁶ Corte Constitucional, Sentencia C-041 de 2003.

¹¹⁴ Constitución Política artículos 365 a 370, Ley 142 de 1994, artículos 74.1, 74.2 y 87.1.

servicios públicos, los cuales pueden prestarse por el Estado o por los particulares, cada uno en el ámbito que le es propio, el cual, tratándose de estos últimos, no es otro que el de la libertad de empresa y la libre competencia. Sin embargo la Constitución ha previsto, para la preservación de valores superiores, las posibilidad y la necesidad de que el Estado ejerza labores de regulación, vigilancia y control, a través de una serie de instrumentos de intervención con los cuales se controlan y limitan los abusos y deficiencias del mercado. Dicha intervención es mucho más intensa precisamente cuando se abre la posibilidad de que a la prestación de los servicios públicos concurren los particulares”¹¹⁷. (Resaltado fuera de texto).

De acuerdo con lo expuesto, a juicio de la Comisión la medida que se adopta, relativa a la disminución en los cargos en algunos tramos de gasoductos, ocasionada por la reducción en los montos que se deben reconocer por inversión en *loops*, lo cual ocurre por la aplicación del modelo de valoración en el que se incorporan las nuevas variables, de acuerdo con la práctica de pruebas dentro del trámite del presente recurso, en aplicación de lo dispuesto en la *metodología*, en especial, lo previsto en literal b) del artículo 5°, si bien limita o afecta un derecho fundamental como es el principio de la *No reformatio in pejus*, esta supera la aplicación del test estricto de proporcionalidad.

Esto en virtud de lo dispuesto por la jurisprudencia constitucional¹¹⁸, toda vez, que la afectación de este derecho tienen un carácter formal, mientras que la medida adoptada persigue fines constitucionales de mayor relevancia, es conducente para alcanzar la finalidad propuesta, es necesaria porque no existen medidas igualmente eficaces para no afectar la prestación eficiente del servicio, así como el interés general de los usuarios y los beneficios obtenidos por la medida son superiores a los costos en relación con el supuesto derecho afectado.

Finalmente, bajo este mismo análisis, la Comisión en las actuaciones administrativas pertenecientes a los Expedientes 2010-0081 y 2010-0087, tendientes a los cargos regulados para el sistema de transporte de otras empresas, dentro del trámite del recurso de reposición interpuesto, realizó una valoración acudiendo a este mismo modelo.

De acuerdo con esto, al darle prevalencia a la aplicación del principio de la *no reformatio in pejus*, esta Comisión estaría dando un trato diferenciado a estas empresas, ya que la valoración de los *loops* en estos tramos para el caso de la recurrente se haría de forma diferente que a las demás empresas, y ya que se estaría reconociendo un valor por encima de lo eficiente, es decir, se desconocería lo dispuesto en la *metodología*.

Es por esto que se estaría ante una situación discriminatoria injustificada que atentaría contra el derecho a la igualdad, ya que estas empresas a pesar de estar bajo las mismas condiciones y circunstancias respecto de la valoración de sus inversiones, recibirían un tratamiento diferenciado sin ninguna justificación válida a nivel constitucional. Lo anterior, teniendo en cuenta que la aplicación del principio de igualdad tiene un carácter objetivo que se predica de la identidad de los iguales y de la diferencia entre los desiguales¹¹⁹.

Un trato diferenciado justificado en la preservación de la aplicación de la *no reformatio in pejus* no se podría considerar como razonablemente justificado¹²⁰, ya que además de la afectación de la prestación eficiente del servicio, las demás empresas que se han sujetado a este modelo de valoración, a pesar de estar en las mismas condiciones, recibirían un trato diferenciado.

Por lo tanto, esta medida relativa a la valoración de las inversiones por fuera del modelo eficiente derivado del trámite del recurso de reposición no superaría la aplicación de un test de proporcionalidad, ya que además de dar un tratamiento diferenciado a sujetos que están en las mismas circunstancias, esta decisión no perseguiría un fin constitucionalmente válido o superior; lo que traería como consecuencia sacrificar o afectar el grado de igualdad, sin ninguna justificación objetiva, vulnerando valores constitucionales más relevantes que los resguardados con la medida atacada¹²¹.

De acuerdo con estas consideraciones y la aplicación del test de proporcionalidad se considera constitucionalmente válida la valoración hecha en el numeral 2.2 de la presente resolución.

2.3 Variantes

TGI anota:

“Consideraciones iguales a las de la sección anterior [‘Loops’] aplican para el caso de las variantes que ha realizado (Checua) o proyecta realizar TGI en su red de gasoductos (Yamunta, Nazareth y Río Guarín)”.

Con relación a la variante de Checua la recurrente plantea lo siguiente:

“En el caso de la variante Checua la comparación realizada por la CREG está desconociendo las diferencias que se presentan entre el proceso constructivo de un gasoducto de una longitud considerable y una variante de menor longitud, así como las condiciones especiales que caracterizaron la construcción de esta variante. A continuación se detallan los factores que incidieron en el costo de la variante de Checua.

(...)

Para el caso de la variante Checua y de acuerdo con las obras de geotecnia requeridas para la estabilización del derecho de vía, del contrato de construcción por valor de \$5.601.819.702, se ejecutaron obras de geotecnia por valor de \$2.316.643.474 equivalentes a un 40.91%, lo cual es un porcentaje bastante elevado si se compara con otra serie de proyectos.

(...)

Adicionalmente, en el reporte de la información sobre la variante Checua incluida en su solicitud tarifaria, TGI cometió un error en el diámetro, el cual es de 22 pulgadas y no 20”.

¹¹⁷ Corte Constitucional, Sentencias C-353 de 2006 y C-150 de 2003.

¹¹⁸ Corte Constitucional, Sentencias C-065 de 2005, C-991 de 2004, C-145 de 2009.

¹¹⁹ Corte Constitucional. Sentencia C-221 de 1992. M. P. Alejandro Martínez Caballero.

¹²⁰ Corte Constitucional de Colombia. Sentencia C-070 de 2004. M. P. Clara Inés Vargas.

¹²¹ Corte Constitucional de Colombia. Sentencia C-228 de 2011 y T-301 de 2004.

Las observaciones de TGI al mecanismo de valoración utilizado en la Resolución CREG 110 de 2011 para variantes, así como la corrección del diámetro de la variante Checua, se recogen en los análisis presentados en el Anexo 7 de la presente resolución.

Del análisis de valoración indicado en el Anexo 7 de la presente resolución se obtienen las cifras que se muestran en la columna titulada ‘Recurso’ de la Tabla 14 para variantes. Se observa que en todos los casos el valor obtenido es superior al reconocido en la Resolución CREG 110 de 2011. Así mismo, en dos casos (variante Checua y Río Guarín) el valor obtenido es inferior al presentado por TGI en su solicitud tarifaria.

Tabla 14. Valoración de variantes

Tramo de gasoducto/variantes	Longitud Diámetro		Valores (USD de diciembre de 2009)		
	km	pulg.	Recurso	Res. 110 de 2011	Solicitud TGI
Total			16.143.223	12.099.044	23.935.172
La Belleza - Cogua					
Variante Checua	6,3	22	5.152.744	3.924.304	9.387.756
El Porvenir - La Belleza					
Variante Yamunta	3,2	20	3.286.347	2.235.291	3.286.347
La Belleza - Vasconia					
Variante Nazareth	4,8	14	2.832.889	2.097.542	2.832.889
Vasconia - Mariquita					
Variante Río Guarín	5,5	20	4.871.242	3.841.907	8.428.180

Fuente: TGI, radicación CREG E-2010-009151; Resolución CREG 110 de 2011 y cálculos CREG.

Los análisis del Anexo 7 no recogen el caso de geotecnia planteado por TGI para la variante Checua. En concordancia con lo adoptado en la Resolución CREG 110 de 2011 sobre geotecnia en otros gasoductos, se considera adecuado incluir el valor de COPS \$2.316.643.474 o USD1.133.260 (cifras a diciembre 31 de 2009) por concepto de geotecnia en la variante Checua. Es decir, este valor se adiciona al obtenido con base en los análisis de valoración del Anexo 7 de tal forma que el valor total para esta variante será de USD6.286.004 (cifras a diciembre 31 de 2009).

De acuerdo con lo anterior hay lugar a ajustar los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 con el fin de incluir: i) los valores de inversión de variantes según se indica en la columna titulada ‘Recurso’ de la Tabla 14; y ii) el valor por concepto de geotecnia en la variante Checua.

3. Frente a la petición de que se reconozcan plenamente los costos de las inversiones efectivamente realizadas durante el período tarifario anterior

Se entiende que en esta petición la recurrente se refiere a las inversiones asociadas a las variables de PNI-1 e IFPNI-1 reportadas por TGI en su solicitud tarifaria, y que no se incluyeron en los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 por falta de soportes que evidenciaran que los respectivos activos están instalados y disponibles para la operación.

En el Anexo 9 de la presente resolución se muestran las inversiones de PNI-1 e IFPNI-1 reportadas por TGI en la solicitud tarifaria, e identificadas como aquellas no incluidas en la Resolución CREG 110 de 2011 por falta de soportes que evidenciaran que los respectivos activos están instalados y disponibles para la operación. El valor total de estas inversiones es de USD34.854.412 (cifras a diciembre 31 de 2009).

TGI plantea lo siguiente:

“La CREG desconoce una serie de soportes que fueron remitidos por TGI dentro de la información enviada a la Comisión. Dichos soportes, si bien no son actas de entrega y recibo final, si demuestran que la empresa realizó gestión para dichas adquisiciones. (Ver Anexo 5).

Cabe destacar que la fuente de la información reportada a la CREG sobre las inversiones correspondientes a PNI-1 e IFPNI-1 fue el sistema financiero SAP que tiene la compañía (órdenes de inversión efectivamente pagadas). No sobra recordar que de acuerdo con el régimen legal colombiano, la información consignada en dicho sistema es objeto de auditoría por parte de la Revisoría Fiscal y, en el caso particular de TGI S.A. ESP, también por la Contraloría Distrital de Bogotá. Ambas han emitido dictámenes positivos desde la creación de TGI en 2007”.

Sobre el particular se aclara que la CREG no desconoció soportes remitidos por la empresa en su solicitud tarifaria. La Comisión evaluó la información reportada en su momento por TGI y no encontró evidencia de que el grupo de inversiones señaladas en el Anexo 9 de la presente resolución se hubiera ejecutado o estuviera disponible para la operación.

Sobre la evaluación de la información de soportes remitida por TGI durante el trámite de la solicitud tarifaria conviene mencionar que:

i) La organización de la información presentada por TGI no fue clara. Esto dificultó la evaluación de dicha información por parte de la Comisión;

ii) TGI manifestó dificultades para recolectar toda la información requerida para soportar la ejecución y operación de inversiones de PNI-1 e IFPNI-1¹²².

Dado lo anterior, y dentro del trámite administrativo tendiente a resolver el recurso de reposición interpuesto por TGI contra la Resolución CREG 110 de 2011, en el artículo 5° del auto de pruebas del 7 de diciembre de 2011 el Director Ejecutivo de la Comisión dispuso lo siguiente:

“Ordenar a TGI que en un término máximo de diez (10) días hábiles remita a la CREG, en medio magnético, los documentos que demuestren que las inversiones del PNI-1 y del IFPNI-1 objeto del recurso efectivamente fueron ejecutadas, esto es, que están instaladas y disponibles para la operación al momento de presentar la solicitud de aprobación de cargos de transporte de gas natural. Para el efecto se admitirán actas de recibo de obra o documentos similares.

¹²² Ver Comunicaciones E-2010-010945, E-2010-011034, E-2011-00711, E-2011-002373, E-2011-00363 y E-2011-004207.

Los documentos que aporte TGI para el efecto deberán ser enviados de manera ordenada, relacionándoles de tal forma que se evidencie el objeto de prueba de cada uno de ellos. TGI deberá presentar a la CREG una tabla o cuadro resumen en que indique cada una de las inversiones objeto del recurso y su respectivo soporte, desagregadas por tramo o grupo de gasoductos, y según corresponda a PNI-I y del IFPNI-I. Cada soporte deberá estar debidamente numerado y relacionado con la tabla o cuadro resumen”.

Mediante la Comunicación E-2011-012475 TGI reportó información parcial tendiente a demostrar que las inversiones del PNI-I y del IFPNI-I objeto del recurso efectivamente fueron ejecutadas, esto es, que están instaladas y disponibles para la operación al momento de presentar la solicitud de aprobación de cargos de transporte de gas natural.

Mediante la Comunicación S-2012-001861 el Director Ejecutivo de la Comisión solicitó a TGI reportar información completa y ordenada tendiente a demostrar que las inversiones del PNI-I y del IFPNI-I objeto del recurso efectivamente fueron ejecutadas, esto es, que están instaladas y disponibles para la operación al momento de presentar la solicitud de aprobación de cargos de transporte de gas natural.

En atención a la anterior comunicación, y mediante la Comunicación E-2012-004814, TGI reportó información para demostrar que las inversiones del PNI-I y del IFPNI-I objeto del recurso efectivamente fueron ejecutadas.

La evaluación de esta información se presenta en el Anexo 10 de la presente resolución. De esta evaluación se tiene que hay lugar a reconocer USD12.242.256 (cifras a diciembre de 2009). En la Tabla 15 se muestra la asignación de este valor por tramos o grupo de gasoductos.

Como se observa en la Tabla 15 hay USD6.464.227 (cifras a diciembre de 2009) que para efectos regulatorios corresponden a gastos de AOM. Este valor de gastos de AOM, en su equivalente a pesos de diciembre de 2009, se incluye dentro de los gastos históricos a través de la variable AOMg-1 establecida en el numeral 8.1 de la metodología¹²³.

Tabla 15. Valores de PNI-I e IFPNI-I evaluados según soportes presentados por la recurrente

Tramo o grupo de gasoductos	Inversión	AOM	TOTAL
USD de diciembre de 2009			
Total	5.778.029	6.464.227	12.242.256
Cusiana - El Porvenir	338.843	-	338.843
Ballena - Barranca	309.096	1.501.992	1.811.088
Barranca - Sebastopol	3.292.856	364.289	3.657.145
Sebastopol - Vasconia	33.099	214.062	247.161
Vasconia - Mariquita	33.099	400.026	433.125
Vasconia - La Belleza	48.580	193.216	241.796
La Belleza - Cogua	97.272	467.462	564.734
Mariquita - Pereira	82.745	811.198	893.943
Pereira - Armenia	32.031	228.202	260.233
Armenia - Cali	68.333	485.367	553.700
Mariquita - Gualanday	78.209	119.052	197.261
Gualanday - Neiva	78.209	321.372	399.581
Montañuelo - Gualanday	-	33.218	33.218
El Porvenir - La Belleza	100.362	571.749	672.111
Cusiana - Apiay	371.083	244.194	615.277
Apiay - Usme	159.131	114.069	273.200
Apiay - Villavicencio - Ocoa	82.115	37.142	119.257
Gasoducto Boyacá - Santander	154.281	357.616	511.897
Gasoductos del Sur de Bolívar	418.685	-	418.685

Fuente: Análisis CREG

Nota 1: Los valores del proyecto "Sede Central" se asignan por tramos según la distribución presentada por TGI en la comunicación E-2011-004207.

Nota 2: Los valores del tramo Mariquita - Cali se asignaron a Mariquita - Pereira, Pereira - Armenia y Armenia - Cali a prorrata de la longitud de cada tramo.

TGI anota que:

“En caso que la Comisión persista en considerar dichas inversiones como parte de los gastos de AOM, respetuosamente solicitamos que en concordancia con la metodología de remuneración esta sean trasladadas a la variable gastos históricos y se incluyan en el cálculo de los cargos por AOM”.

Este aspecto se incluye en la evaluación realizada en el Anexo 10 de la presente resolución.

TGI anota:

“La CREG está desconociendo inversiones en informática, sede central y otros argumentando que las mismas corresponden a AOM lo cual es equivocado ya que la norma contable permite activar este tipo de inversiones cuando van a ser utilizadas durante varios años en desarrollo del objeto social de la empresa.

Por otro lado, si bien las inversiones no son específicas a una línea de gasoductos estas son adquiridas para la operación de todo el sistema, por lo cual estas se prorratearon en todas las líneas de gasoductos.

En el Anexo 5 se presenta una relación de los activos excluidos de forma errada por la CREG por este concepto”.

¹²³ Para la conversión a pesos se utiliza la TRM de diciembre 31 de 2009.

Al respecto se aclara que la consideración de la CREG, en el sentido de incluir como gasto de AOM valores que TGI reportó como inversión, no se basa en aspectos contables. La consideración de la CREG se basa exclusivamente en aspectos regulatorios. En particular, el hecho de que, de acuerdo con la metodología, todo proyecto de inversión debe tener una vida útil regulatoria igual a su vida útil normativa, lo cual no es el caso para los proyectos asociados al valor de USD14.835.443 (cifras a diciembre 31 de 2009).

En el Anexo 10 de la presente resolución se analiza la información sobre soportes de inversiones en informática, sede central y otros, reportada por TGI dentro de la actuación administrativa tendiente a resolver los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 110 de 2011.

TGI anota:

“La CREG aduce que no se reconocen las inversiones realizadas en legalización de servidumbres por valor de USD 1.032.444, debido a que estas ya están incluidas en el valor eficiente de la infraestructura reconocida en IET-1. Lo anterior no es correcto teniendo en cuenta que, como se ha expuesto anteriormente, la valoración de los gasoductos de TGI no estuvo soportada en una evaluación de la eficiencia de las inversiones, sino en el valor registrado en libros por Ecogás (correspondiente al valor en libros de Ecopetrol afectado por el 80%). En el momento de la construcción de los gasoductos por parte de Ecopetrol y su respectivo registro contable estaba pendiente la legalización de buena parte de las servidumbres, por lo que no se puede asegurar que el valor reconocido ya incluye dichas inversiones”.

Sobre el particular se reitera que el valor eficiente reconocido por la CREG incluye, entre otros aspectos, los costos por concepto de servidumbre. En tal sentido, no hay lugar a incluir en los cargos adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 inversión en servidumbres, tal como se muestra en la evaluación realizada en el Anexo 10 de la presente resolución.

Del anterior análisis se tiene que hay lugar a ajustar los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 con el fin de incluir USD USD12.242.256 (cifras a diciembre de 2009). De este valor USD6.464.227 (cifras a diciembre de 2009) corresponden a gastos de AOM históricos (AOMg-1) y USD5.778.029 (cifras a diciembre de 2009) corresponden a inversión.

4. Frente a la petición de que no se excluyan ni se acoten los proyectos solicitados en el Plan de Nuevas Inversiones, (PNI)

En la Tabla 1 se indicaron los valores de inversión del rubro PNI. En la Tabla 16 se muestra el resumen de las cifras por proyecto según la desagregación presentada en el Anexo 29 del Documento CREG 085 de 2011.

Tabla 16. Proyectos de PNI evaluados en el Documento CREG 085 de 2011

Proyecto	Solicitud tarifaria (A)	Aprobado en Resolución CREG 110 de 2011 (B)	Diferencia (A - B)
Total	127.808.072	37.783.560	90.024.512
Variantes [1]	14.547.416	8.174.740	6.372.676
Geotecnia	10.154.259	10.154.259	-
Ampliación de estaciones	4.799.386	4.642.700	156.686
Proyectos considerados de AOM [2]	14.835.443	14.811.860	23.583
Loops: ampliación capacidad de ramales	17.144.760	-	17.144.760
Compresión	45.369.749	-	45.369.749
Reemplazo de infraestructura	16.059.298	-	16.059.298
Otros [3]	4.897.760	-	4.897.760

Fuente: Documento CREG 085 de 2011 y solicitud tarifaria de TGI con radicado E-2010-009151.

[1] Comprende Nazareth, Yamunta y Río Guarín.

[2] Incluye proyectos de Sede Central.

[3] Comprende: i) sistemas de medición; ii) mejora centro operacional y; iii) reforestación.

De la Tabla 16 se observa que en los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2010 se incluyeron USD37.783.560 (cifras a diciembre 31 de 2009) correspondientes al rubro de PNI. Dentro de este valor se destaca la cifra de USD 14.811.860 (cifras a diciembre 31 de 2009) incorporada en el cálculo tarifario como gastos de AOM asociados al PNI¹²⁴. El valor solicitado por TGI en su solicitud tarifaria, y no incluido en los cargos regulados de la Resolución CREG 110 de 2011, es de USD 90.024.512 (cifras a diciembre 31 de 2009). Se entiende que la recurrente pretende que se le incluya este valor en los cargos regulados.

A continuación se analiza cada uno de los proyectos indicados en la Tabla 16.

i) **Variantes**

Se trata de las variantes Nazareth, Yamunta y río Guarín ubicadas en los Gasoductos Vasconia-La Belleza, El Porvenir-La Belleza y Vasconia-Mariquita respectivamente. En la columna titulada "Recurso" de la Tabla 14, y a partir del análisis de valoración indicado en el Anexo 7 de la presente resolución, se mostraron los valores eficientes obtenidos para estas variantes.

De acuerdo con lo anterior hay lugar a ajustar los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 con el fin de incluir el ajuste en los valores de inversión para las variantes Nazareth, Yamunta y río Guarín, según los valores indicados en la Tabla 14.

La recurrente anota:

“La CREG descuenta en la IET-1 la inversión correspondiente a los tramos reemplazados por las variantes proyectadas en el PNI (Yamunta, Nazareth y río Guarín). De esta forma

¹²⁴ En el Anexo 37 del Documento CREG 085 de 2011 se desagregan los valores reconocidos como gasto de AOM por tramo de gasoducto.

se desfasan erradamente en el tiempo la nueva inversión y el descuento asociado, con el consecuente impacto negativo en la remuneración del transportador.

Lo acertado es descontar la inversión reemplazada en el PNI¹²⁵.

En el cálculo de los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 se descontó de la inversión existente el valor de los tramos de gasoducto que se reemplazan o retiran del servicio como consecuencia de las variantes.

En la página 195 del documento CREG 085 de 2011 se anota lo siguiente:

“...para efectos regulatorios se propone calcular el valor del tramo reemplazado como el producto entre: i) el valor IET-1 del gasoducto troncal El Porvenir-La Belleza (ver Anexo 15); y ii) el cociente entre la longitud reemplazada (i. e. 2,46 km) y la longitud total del tramo (i. e. 189 km)...”.

En los cargos regulados de la Resolución CREG 110 de 2011 se tuvo en cuenta la anterior propuesta presentada a la CREG. De esto se deduce que el criterio adoptado por la CREG para calcular el valor del tramo reemplazado por variantes considera dos elementos: i) la inversión existente IET-1; y ii) el cociente entre la longitud reemplazada y la longitud total del tramo donde se construye la variante.

El criterio adoptado por la CREG se basa en los siguientes preceptos de la *metodología*:

i) De acuerdo con lo establecido en el artículo 15 de la *metodología*, desde el momento en que queden en firme los cargos el transportador puede empezar a remunerar las inversiones reconocidas en el PNI, donde se incluye el valor de las variantes Nazareth, Yamunta y río Guarín. **Es decir, el valor reconocido para las variantes Nazareth, Yamunta y río Guarín se empieza a remunerar desde el primer día del período tarifario independientemente del año del período tarifario en el que se ejecuten. Este hecho hace parte del concepto de costo medio de mediano plazo en el que se basa la metodología;**

ii) En el literal c) del artículo 5° de la *metodología* se establece que bajo ninguna circunstancia se debe incluir en el monto de las inversiones existentes aquellos activos propios de la operación retirados del servicio. En tal sentido, es necesario retirar de la inversión existente el valor de la parte del gasoducto existente que es reemplazado por las variantes. Se debe notar que para efectos tarifarios este valor corresponde a un ‘valor presente’ pues el mismo es una porción del valor reconocido como inversión existente para el respectivo gasoducto.

Se entiende que TGI propone que al valor de PNI de la respectiva variante se le descuenta el valor calculado con el criterio adoptado por la CREG. Es decir, al valor del PNI restarle el valor obtenido del producto entre: i) el valor IET-1 del respectivo tramo; y ii) el cociente entre la longitud reemplazada y la longitud total del tramo.

Se debe tener en cuenta que el valor del PNI es un valor futuro para el año del período tarifario en que el transportador espera ejecutar el proyecto. Para efectos del cálculo tarifario este valor futuro se trae a valor presente y se adiciona al valor de la inversión existente (ver fórmulas de artículo 15 de la *metodología*).

La propuesta de TGI es inconsistente numéricamente puesto que plantea restar un valor presente (i. e. el valor a descontar por el tramo que sale de servicio) a un valor futuro (i. e. el valor PNI). Lo acertado es hacer la resta entre valores futuros o entre valores presentes. Es decir, para hacer la resta del PNI el valor a restar se debe llevar a valor futuro. Esto es equivalente a restarle al valor presente del PNI, o al valor de la inversión existente, el valor a descontar calculado con el criterio adoptado por la CREG, el cual está en valor presente.

En el cálculo tarifario de los cargos adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 se restó de la inversión existente el valor a descontar calculado con el criterio adoptado por la CREG, lo cual es numéricamente consistente y cumple con los criterios establecidos en la *metodología*.

De lo anterior se concluye que la propuesta de la recurrente, en el sentido de descontar el valor del tramo que sale de servicio del valor del PNI, es inconsistente numéricamente y por tanto no puede prosperar.

ii) Geotecnia

Sobre este rubro no hay diferencias entre la solicitud tarifaria de TGI y los valores reconocidos en los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 (ver Tabla 16).

iii) Ampliación de estaciones

Como se indica en el Anexo 29 del Documento CREG 085 de 2011, este proyecto comprende la ampliación de capacidad de diecinueve (19) estaciones de regulación.

De acuerdo con lo establecido en el segundo inciso del artículo 34 de la *metodología*, las ampliaciones o actualizaciones de estaciones de regulación que a la fecha de entrada en vigencia de la *metodología* se encuentren incluidas en los cargos de transporte podrán incluirse en la base de activos a reconocer en el tramo o grupo de gasoductos del transportador correspondiente.

En los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 se incluyó el valor de la ampliación de capacidad de dieciocho (18) estaciones de regulación. Estas estaciones corresponden a aquellas que a la fecha de entrada en vigencia de la *metodología* se encontraban incluidas en los cargos de transporte.

En el Anexo 29 del Documento CREG 085 de 2011 se indica que para una de las estaciones reportadas por TGI en su solicitud tarifaria no se encontró evidencia de que hubiese sido incluida en los cargos de transporte vigentes al momento de la entrada en vigencia de la *metodología*. Por tanto, y en atención a lo establecido en el artículo 34 de la *metodología*, el valor correspondiente a la ampliación de capacidad de esta estación no se incluyó en los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011¹²⁵. Este valor corresponde a USD156.686 (cifras a diciembre 31 de 2009), como se indica en la Tabla 16.

Del anterior análisis se concluye que no hay lugar a incluir en los cargos regulados el valor de USD156.686 (cifras a diciembre 31 de 2009), como lo pretende la recurrente.

iv) Proyectos considerados de AOM

La recurrente anota:

“La CREG en el Documento 085 de 2011, soporte de la Resolución CREG 110 de 2011, rechaza las inversiones a realizar dentro del PNI presentado por TGI, por considerar que estas hacen parte de los gastos de AOM. Dicha apreciación es equivocada ya que la norma contable permite activar este tipo de inversiones cuando van a ser utilizadas durante varios años en desarrollo del objeto social de la empresa. Anexamos la relación de las inversiones para las cuales solicitamos su reconocimiento dentro del PNI por parte de la CREG (Ver Anexo 7)”.

En el Anexo 7 del recurso de reposición TGI anota:

“A continuación se encuentra una justificación de los proyectos que deben seguir siendo considerados dentro del PNI de TGI S. A. ESP:

• SCADA

En el periodo 2010 a 2014, se definieron las siguientes inversiones para Scada y Telecomunicaciones, a ser tenidas en cuenta en la solicitud de aprobación de cargos regulados de transporte presentada por TGI S. A. ESP, para su red de transporte de gas (gasoductos y estaciones compresoras):

- INTEGRACIÓN AL SISTEMA SCADA DE TGI S. A. ESP DE TRANSCOGÁS (GASODUCTO DE LA SABANA).

- COMPRA DE EQUIPOS, REPUESTOS Y ACCESORIOS DE CONTROL Y COMUNICACIONES DEL SISTEMA SCADA

(...)

El Sistema Scada y Telecomunicaciones de TGI S. A. ESP comprende un conjunto de elementos, equipos, redes, sistemas y servicios que permiten recopilar, procesar y transmitir las señales de las principales variables de interés operativo en el servicio de transporte de gas natural (presión, flujo, temperatura, cromatografía, estado de válvulas, CO₂, etc.), para que sean visualizadas en su Centro Principal de Control en tiempo real y a su vez sean interpretadas y analizadas, garantizando que el transporte de gas natural que realice TGI S. A. ESP se realice bajo altos estándares de integridad y seguridad, velando así por el fiel cumplimiento de los programas de transporte diariamente.

El hecho de que el Centro Principal de Control de TGI S. A. ESP no cuente con el monitoreo en tiempo real de estaciones como válvulas de línea, City Gates y Centros Operacionales a través del Sistema Scada, dificulta en gran medida la coordinación y operación del transporte de gas natural, toda vez que no se podrían conocer remotamente en tiempo real los estados de las variables de interés operativo. Igualmente, no contar con el monitoreo en línea de ciertos puntos estratégicos de la infraestructura de transporte de gas de TGI S. A. ESP, como válvulas de línea, impediría a la Empresa conocer de manera inmediata la ocurrencia de eventos como fugas o roturas de la tubería, y así tomar oportunamente las acciones correspondientes en pro de la seguridad de las personas, integridad de la infraestructura y cuidado del medio ambiente.

(...)

“Es importante añadir que en el mes de febrero de 2011, fue transferido a TGI S. A. ESP el Gasoducto Ballena-Barrancabermeja con una longitud superior a los 500 km, el cual no posee Sistema Scada, por lo anterior, en los proyectos mencionados anteriormente se contemplaron inversiones en equipos que permitirán integrar las válvulas de línea de dicho gasoducto al Sistema Scada de TGI, lo cual redundará en una mayor confiabilidad del sistema de transporte.

• ACTUALIZACIÓN TECNOLÓGICA Y REFORMA DEL CPC DE TGI S. A. ESP

Dada la gran extensión de la red de transporte de TGI y el incremento significativo en el número de variables que es necesario monitorear y controlar desde el Centro Principal de Control (CPC) debido a la integración de nuevos gasoductos al Sistema Scada de TGI (GBS, Ballena-Barrancabermeja y gasoducto de la Sabana) así como por entrada en operación de los proyectos de ampliación de capacidad de TGI, se hizo necesario implementar el proyecto de actualización tecnológica del CPC que consiste principalmente en el montaje de un sistema de visualización de gran formato (video wall) que permitirá a los operadores del CPC tener un mejor control de las principales variables operativas del sistema de transporte lo cual redundará en una operación más confiable del mismo.

• PROTECCIÓN CATÓDICA

Los sistemas de protección catódica son los responsables del control de la corrosión externa en aceros que se encuentran bajo la superficie del suelo. Los ánodos se diseñan a una vida útil determinada que depende directamente de la tasa de consumo de cada ánodo con respecto a la resistividad del suelo y a la corriente requerida por cada sistema.

Es por esto que los sistemas de protección catódica se diseñan y construyen a vida de uso que oscilan entre 15 a 20 años, tiempo en el cual estos deben ser reemplazados por sistemas completamente nuevos o en algunos casos mediante el cambio únicamente de las camas de ánodos.

Por lo anterior, se debe tener en cuenta que si bien es cierto que los gasoductos son construidos con expectativas de vida útil de más de 30 años, los sistemas de protección catódica se diseñan y construyen con expectativas inferiores a los 20 años.

(...)

• NUEVOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA

Con este tipo de inversión se protege la tubería contra los efectos de la corrosión manteniendo y garantizando la confiabilidad y continuidad de la prestación del servicio de gas.

Los sistemas de protección catódica se diseñan y se construyen para proteger una longitud determinada de gasoductos enterrados, sin embargo, debido a cambios en los requerimientos de corriente a causa de la resistividad del suelo, estado del revestimiento, estado de los siste-

¹²⁵ Se trata de la Estación Papeles del Cauca.

mas de protección catódica existentes, entre otros, se deben instalar sistemas de protección catódica nuevos que cubran áreas donde las corrientes de protección no alcanzan a llegar.

(...)

• **POSTES DE POTENCIAL**

Los postes miden el nivel de potencial de protección catódica y se instalan cada kilómetro, pero en el caso de los Gasoductos de Ballena-Barrancabermeja y Boyacá-Santander, se instalaron durante la construcción uno cada 5 kilómetros, lo que impide una buena toma de datos.

Este proyecto busca mantener un mayor control y seguimiento de los niveles de protección de la tubería aumentando la confiabilidad y preservando la integridad de la misma.

• **POSTES DE CORRIENTE**

En la actualidad, no se tienen instalados sistemas que permitan medir la cantidad de corriente que demandan las tuberías enterradas, sin embargo, este dato es de vital importancia para contar con un sistema de protección contra la corrosión eficiente y confiable.

Esta inversión se justifica porque se logra una mayor confiabilidad y la continuidad del servicio de transporte evitando fallas por fugas causadas por problemas de corrosión.

(...)

NOTA: Se debe corregir la cifra en Ballena-Barranca: está en 48.918 y lo correcto es 4.892

• **ÁNODOS DE SACRIFICIO**

Con este tipo de inversión se busca darle una mayor confiabilidad y seguridad a los ramales de los sistemas troncales de transporte.

Los ánodos de sacrificio son los responsables del control de la corrosión en la totalidad de los ramales y como su nombre lo indica, estos se sacrifican hasta el consumo total.

Estos sistemas están diseñados para vida de uso muy cortas inferiores a los 15 años, dependiendo de las condiciones del terreno y el estado del recubrimiento, por lo que deben ser cambiados una vez cumplan su ciclo de vida y estén totalmente consumidos.

• **CUPONES DE CORROSIÓN**

Los cupones y probetas de corrosión son sistemas que permiten medir la velocidad de corrosión causada por los componentes como el CO₂ y H₂S, presentes en las corrientes gaseosas. Por lo que es importante la instalación de estos sistemas para prevenir y controlar oportunamente la presencia de estos agentes contaminantes que ponen en riesgo la integridad y confiabilidad de los sistemas de transporte.

(...)

• **VÁLVULAS DE REGULACIÓN**

Se deben considerar ya que son necesarias en aquellos tramos en donde se presenten ampliaciones de capacidad de los sistemas de transporte.

Los siguientes proyectos, clasificados dentro de Sede Central, deben seguir siendo considerados dentro del PNI de TGI S.A. ESP pues se trata de proyectos nuevos amortizables en el tiempo y necesarios para el desarrollo del objeto social de la empresa.

(...)

En caso que la Comisión persista en considerar las inversiones mencionadas anteriormente como parte de los gastos de AOM, respetuosamente solicitamos que en concordancia con la metodología de remuneración estas sean trasladadas a la variable gastos históricos y se incluyan en el cálculo de los cargos por AOM. De igual forma, solicitamos que se dé el mismo tratamiento a los demás proyectos que la CREG consideró que eran gastos de AO&M para efectos regulatorios y que hacen parte de materiales e insumos necesarios para operación y mantenimiento.

De esta transcripción se tiene que TGI afirma que la CREG “rechaza las inversiones a realizar dentro del PNI t presentado por TGI, por considerar que estas hacen parte de los gastos de AOM”. TGI también indica que “Dicha apreciación es equivocada ya que la norma contable permite activar este tipo de inversiones cuando van a ser utilizadas durante varios años en desarrollo del objeto social de la empresa”. Finalmente TGI indica que “En caso que la Comisión persista en considerar las inversiones mencionadas anteriormente como parte de los gastos de AOM, respetuosamente solicitamos que en concordancia con la metodología de remuneración estas sean trasladadas a la variable gastos históricos y se incluyan en el cálculo de los cargos por AOM”.

De lo anterior se destacan los siguientes tres aspectos para analizar: i) las cifras incluidas en los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011; ii) la solicitud de TGI de reconocer como inversión valores considerados como AOM por la CREG; iii) la corrección de las cifras del proyecto “postes de corriente” en el tramo Ballena-Barrancabermeja; y iv) la solicitud subsidiaria de TGI en el sentido de reconocer como AOM histórico los valores que reportó como inversión.

a) **Cifras incluidas en los cargos regulados**

Como se indicó en la Tabla 16, TGI reportó como inversiones de PNI un valor de USD14.835.443 (cifras a diciembre 31 de 2009). Para efectos regulatorios la CREG consideró este valor como gastos de AOM, y aprobó el valor de USD14.811.860 (cifras a diciembre 31 de 2009) como parte de los gastos de AOM asociados al PNI. En el numeral 3.2.2.1 del Documento CREG 085 de 2011, y en su Anexo 37, se explica el procedimiento utilizado para incluir dicho valor como gasto de AOM asociado al PNI. En general, el valor se repartió en partes iguales para cada año del periodo tarifario de cinco (5) años, y para cada año del horizonte de proyección (i.e. veinte años), se adicionó un 4,07% del valor reconocido.

La diferencia entre lo solicitado por TGI y lo aprobado en los cargos regulados, es decir, USD23.583 (cifras a diciembre 31 de 2009), no se incluyó en los gastos de AOM por error involuntario. En tal sentido es pertinente incluir este valor (i.e. USD 23.583) en los gastos de AOM asociados al PNI con base en los mismos criterios utilizados para incluir el valor de USD14.811.860 (cifras a diciembre 31 de 2009).

De lo anterior se concluye que la afirmación de TGI, en el sentido de que la CREG rechazó valores de inversiones por considerar que hacen parte del AOM, es imprecisa. La CREG sí consideró dichos valores como gastos de AOM, pero tales valores, excepto el valor de USD23.583, se incluyeron dentro de los gastos de AOM asociados al PNI.

b) **Solicitud de reconocer valores como inversión**

TGI presenta información asociada a los proyectos que hacen parte del valor de USD14.835.443 (cifras a diciembre 31 de 2009) con el fin de justificar que tales valores deben ser considerados como inversión dentro del rubro de PNI. En este mismo sentido TGI indica que la apreciación de la CREG “es equivocada ya que la norma contable permite activar este tipo de inversiones cuando van a ser utilizadas durante varios años en desarrollo del objeto social de la empresa”.

Al respecto se aclara que la consideración de la CREG, en el sentido de incluir como gasto de AOM valores que TGI reportó como inversión, no se basa en aspectos contables. La consideración de la CREG se basa exclusivamente en aspectos regulatorios. En particular, el hecho de que, de acuerdo con la metodología, todo proyecto de inversión debe tener una vida útil regulatoria igual a su vida útil normativa, lo cual no es el caso para los proyectos asociados al valor de USD14.835.443 (cifras a diciembre 31 de 2009).

Como se indica en la página 273 del Documento CREG 085 de 2011, el anterior valor se distribuyó uniformemente en los cinco (5) años del periodo tarifario como gasto de AOM. De acuerdo con la metodología el periodo tarifario se empieza a contar a partir de la entrada en vigencia de dicha metodología. Dado que la metodología entró en vigencia en 2010, y según la ley esta se debe revisar cada cinco (5) años y con base en ella aprobar nuevos cargos, es posible que la vigencia de los cargos regulados que se adoptan mediante la presente Resolución sea menor a cinco (5) años.

Se considera pertinente establecer una disposición en la presente resolución que garantice la inclusión del valor de USD14.835.443 (cifras a diciembre 31 de 2009), en los cargos regulados por el periodo de cinco años. Es decir, en caso de revisar cargos antes de transcurrir cinco (5) años de su vigencia se deberá incorporar en los nuevos cargos el valor remanente de la cifra en cuestión.

c) **Corrección de las cifras de Ballena-Barrancabermeja**

TGI indica que para el proyecto “Postes de Corriente”, en el Gasoducto Ballena-Barrancabermeja, se incluyó un valor de USD48.918 y que el valor correcto es USD4.892.

Se aclara que el valor de USD48.918 (cifras a diciembre de 2009), corresponde al valor reportado por TGI en su solicitud tarifaria con Radicado E-2010-09151.

Se considera pertinente acoger la corrección presentada por TGI. Es decir, considerar el valor de USD4.862 en lugar de USD48.918.

d) **Reconocer valores como AOM histórico**

TGI indica que “En caso que la Comisión persista en considerar las inversiones mencionadas anteriormente como parte de los gastos de AOM, respetuosamente solicitamos que en concordancia con la metodología de remuneración estas sean trasladadas a la variable gastos históricos y se incluyan en el cálculo de los cargos por AOM”.

Se entiende que la solicitud de TGI se refiere a la posibilidad de incluir los valores en cuestión como parte de los gastos de AOM históricos de que trata el numeral 8.1 de la metodología. Este concepto de gastos histórico tiene en cuenta los gastos reconocidos por la CREG para el periodo tarifario anterior y los gastos reales en los que incurrió el transportador.

Ya se indicó que las cifras en cuestión, excepto el valor de USD 23.583 (cifras a diciembre 31 de 2009), se incluyeron como parte del AOM asociado al PNI. La propuesta de considerar estos valores como gasto de AOM histórico no tiene sustento regulatorio dado que para efectos regulatorios estos gastos no se causaron ni se ejecutaron en periodo tarifario t-1. Por tanto, esta solicitud de la recurrente no puede prosperar.

Con base en el anterior análisis no pueden prosperar las solicitudes de TGI en el sentido de: i) incluir el valor de USD14.835.443 (cifras a diciembre 31 de 2009) como inversión de PNI; o ii) incluir dicho valor como parte de los gastos de AOM históricos de que trata el numeral 8.1 de la metodología. Así mismo, es pertinente ajustar el valor reconocido como AOM asociado al PNI en los siguientes aspectos:

i) Incluir el valor de USD23.583 (cifras a diciembre 31 de 2009), en los tramos de gasoducto donde corresponda, y con base en los mismos criterios utilizados para incluir el valor de USD14.811.860 (cifras a diciembre 31 de 2009) en los gastos de AOM considerados en los cargos regulados aprobados mediante la Resolución CREG 110 de 2011;

ii) Ajustar el valor correspondiente al proyecto “Postes de Corriente”, en el Gasoducto Ballena-Barrancabermeja. Es decir, considerar el valor de USD4.892 en lugar de USD48.918 (cifras a diciembre 31 de 2009).

v) **Loops: ampliación capacidad de ramales**

Como se indica en el Anexo 29 del Documento CREG 085 de 2011, y según la información reportada por TGI en su solicitud tarifaria, este proyecto consiste en la construcción de: i) un gasoducto loop de 2 pulgadas de diámetro y 6 km en el Gasoducto Ramal Chinchiná-Santa Rosa-Dosquebradas; y ii) un gasoducto loop de 8 pulgadas de diámetro y 37 km en el Gasoducto Ramal a Armenia. El valor solicitado por TGI para estos dos gasoductos loops es como sigue:

Gasoducto	SD (dic. 2009)	USD/m-pulg.
Gasoducto loop ramal Chinchiná-Santa Rosa-Dosquebradas	: 2.061.665	171,81
Gasoducto loop ramal Armenia	: 15.083.095	50,96
TOTAL	: 17.144.760	

En los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 no se incluyeron los anteriores valores, dado que, según lo estipulado en la metodología, los gasoductos loops corresponden a inversiones en aumento de capacidad, IAC y, por tanto, deben estar respaldados con aumento en demanda de capacidad y de volumen (Formato 7

del Anexo 5 de la Resolución 126 de 2010). En su momento la empresa no reportó demandas asociadas a estos gasoductos *loops*.

Cabe anotar que los gasoductos ramales a Chinchiná, Santa Rosa, Dosquebradas y Armenia se remuneran a través de los cargos para el grupo de gasoductos denominado 'Estampilla ramales', adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011.

La recurrente anota:

"Estos *loops* no se habían presentado como inversiones en aumento de capacidad IAC ya que no incrementan la capacidad de transporte desde ningún punto de entrada al sistema de transporte. Sin embargo, dada la necesidad de los mismos para el correcto cumplimiento de las obligaciones contractuales de TGI y teniendo en cuenta que con su construcción se incrementa la capacidad de los ramales a Dos Quebradas y a Armenia, nos permitimos solicitar a la CREG su inclusión como IAC para lo cual se adjuntan en el Anexo 6, los Formatos 4 de IAC y el Formato 7 de la Demanda Esperada de Volumen y de Capacidad de la Resolución CREG 126 de 2010.

En caso de que la CREG no incluya las inversiones requeridas para la construcción de estos *loops* o las apruebe por un menor valor, TGI no podría atender la demanda de capacidad de los puntos de salida, ubicados en dichos ramales, por lo cual se deberá exonerar de responsabilidad a TGI por no construirlos a pesar de encontrarse contratado el incremento de capacidad. Vale la pena resaltar que la construcción de estos *loops* no genera un incremento de capacidad en el gasoducto troncal por lo que su demanda solo debe ser tenida en cuenta en la demanda de la Estampilla Ramales. Así mismo en ese caso debería excluirse de la red troncal la demanda asociada con estos proyectos".

La recurrente solicita incluir estos gasoductos *loops* como inversiones en aumento de capacidad, IAC y, en consecuencia, reporta las demandas esperadas de capacidad y de volumen asociadas a dichos gasoductos. Para incluir estos gasoductos en los cargos regulados es necesario evaluar la inversión, los gastos de AOM y las demandas asociadas a los mismos. A continuación se analiza cada variable.

a) Inversión

La valoración de la inversión, en el marco de la aprobación de los cargos regulados de transporte de gas, incluye todos los costos eficientes en los que incurre el agente para instalar y poner en operación un activo. Para el caso de gasoductos se reconoce un valor global que se expresa en dólares por metro por pulgada de gasoducto instalado (i.e. USD/m-pulg.).

La metodología ordena que "la CREG establecerá el valor eficiente de estos activos a partir de costos eficientes de otros activos comparables, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el Anexo 1 de la presente resolución, u otros criterios de evaluación de que disponga. Estos valores corresponderán a las inversiones en Aumento de Capacidad - IAC".

Del análisis de valoración indicado en el Anexo 7 de la presente resolución se obtienen las siguientes cifras:

Gasoducto	USD (dic. 2009)	USD/m-pulg.
Gasoducto <i>loop</i> ramal Chinchiná-Santa Rosa-Dosquebradas	: 1.212.760	101,1
Gasoducto <i>loop</i> ramal Armenia	: 11.043.114	37,3
Total	: 12.255.874	

Con base en lo anterior en los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 se debe incluir el valor de USD12.255.874 (cifras a diciembre 31 de 2009) como inversión en aumento de capacidad, IAC, para los gasoductos *loops* a Chinchiná y Armenia.

Dado que estos gasoductos *loops* hacen parte del grupo de gasoductos denominados 'Estampilla ramales', los anteriores valores se deben adicionar al valor reconocido para el grupo de gasoductos 'Estampilla ramales', según lo adoptado en la Resolución CREG 110 de 2011.

De acuerdo con la información reportada por la recurrente, la inversión en estos gasoductos *loops* se ejecutaría en el segundo año del período tarifario. En tal sentido, para efectos tarifarios se considera que el segundo año del período tarifario corresponde al año de entrada en operación de estos gasoductos.

b) Gastos de AOM

En el numeral 3.2.2.1 del Documento CREG 085 de 2011 se propuso reconocer el 4,07% anual del valor de la inversión, expresado en pesos, como gasto de AOM para aquellos proyectos incluidos en el PNI. Esta propuesta fue adoptada por la CREG, según los cargos aprobados mediante la Resolución CREG 110 de 2011.

Dado que los gasoductos *loops* a Chinchiná y Armenia no se incluyeron como inversión del PNI, tampoco se reconocieron gastos de AOM por concepto de estos gasoductos.

De otra parte, en el numeral 3.2.2.2 del Documento CREG 085 de 2011 se indica que para evaluar la eficiencia en los gastos de AOM de los gasoductos *loops*, asociados a las inversiones en aumento de capacidad, IAC, se tomó como referencia el 4,07% anual del valor de la inversión, expresado en pesos. En tal sentido, se considera pertinente reconocer el 4,07% anual del valor de inversión considerado eficiente, expresado en pesos, como se indica en la Tabla 17. Se debe notar que este valor de AOM aparece en el año dos del período tarifario, o año en el que se espera entren en operación los respectivos gasoductos.

Tabla 17. Inversión y gastos de AOM para gasoductos *loops* a Chinchiná y Armenia

Gasoducto	Gastos de AOM	
	USD de diciembre 31 de 2009	Col. \$ de diciembre 31 de 2009
Loop' ramal a Chinchiná [1]	1.212.760	100.901.855
Loop' ramal a Armenia	11.043.114	918.788.814
Total	12.255.874	1.019.690.669

[1] Ramal a Chinchiná - Santa Rosa - Dosquebradas

Fuente: Análisis CREG

Con base en lo anterior es pertinente incluir en los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011, a partir del segundo año del Horizonte de Proyección, el valor de COP1.019.690.669 (cifras a diciembre 31 de 2009), como gastos de AOM asociados a los gasoductos *loops* a Chinchiná y Armenia.

c) Demandas

Como se indicó antes, estos gasoductos deben hacer parte del grupo de gasoductos denominados 'Estampilla ramales', de tal forma que su remuneración se hace a través del cargo para el grupo de gasoductos 'Estampilla ramales', adoptado en la Resolución CREG 110 de 2011.

En los Anexos 53 y 54 del Documento CREG 085 de 2011, se muestran las demandas eficientes para el grupo de gasoductos 'Estampilla ramales', consideradas en los cargos regulados de la Resolución CREG 110 de 2010. Tal como se indica en el numeral 3.3.2 del mismo documento, estas demandas corresponden a aquellas reportadas por TGI en su solicitud tarifaria, y no incluyen la demanda de los gasoductos *loops* a Chinchiná y Armenia.

Al incluir las inversiones de los gasoductos *loops* a Chinchiná y Armenia es necesario incorporar las demandas asociadas a los mismos. En el recurso de reposición la recurrente reportó las demandas correspondientes, como se indica en la Tabla 18.

Tabla 18. Demanda de capacidad y volumen para los gasoductos *loops* a Chinchiná y Armenia

Año	Demanda de capacidad (kpcpd)		Demanda de volumen (kpc)	
	Loop' a Chinchiná	Loop' a Armenia	Loop' a Chinchiná	Loop' a Armenia
	1	-	-	-
2	655	1.863	191.273	340.013
3	655	2.139	191.273	390.288
4	655	2.399	191.273	437.863
5	655	2.399	191.273	437.863
6	655	2.829	191.273	516.381
7	655	3.398	191.273	620.153
8	655	8.503	191.273	1.551.814
9	655	12.078	191.273	2.204.159
10	655	12.241	191.273	2.234.061
11	655	12.241	191.273	2.234.061
12	655	12.241	191.273	2.234.061
13	655	12.241	191.273	2.234.061
14	655	12.241	191.273	2.234.061
15	655	12.241	191.273	2.234.061
16	655	12.241	191.273	2.234.061
17	655	12.241	191.273	2.234.061
18	655	12.241	191.273	2.234.061
19	655	12.241	191.273	2.234.061
20	655	12.241	191.273	2.234.061

Fuente: TGI, radicación CREG E-2011-008898

NOTA: En el gasoducto 'loop' a Armenia TGI reportó demanda para el año 1. Para los cargos se toma la demanda desde la entrada en operación (i.e. año 2).

Con base en lo anterior es pertinente incluir en los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 las demandas indicadas en Tabla 18, correspondientes a los gasoductos *loops* a Chinchiná y Armenia.

De otra parte, en el anexo 6 de la metodología se establece que por cada proyecto de IAC se debe calcular la variable delta de cargos (δ). El delta de cargo de un proyecto de IAC corresponde a la diferencia entre: i) el cargo del respectivo tramo o grupo de gasoductos calculado con la inversión, gastos AOM y demanda asociadas al proyecto IAC; y ii) el cargo del respectivo tramo o grupo de gasoductos calculado sin incluir la inversión, gastos AOM y demanda asociada al proyecto IAC.

Por tanto, para calcular el delta de cargos de los *loops* a Chinchiná y Armenia es necesario determinar el valor de la inversión, la demanda y los gastos de AOM asociados a cada proyecto. En el análisis precedente se identificaron los valores eficientes, tanto de inversión como de AOM (Tabla 17) y demandas (Tabla 18), para cada proyecto. Con esta información se debe calcular el delta de cargos para cada uno de los proyectos de gasoducto *loop* a Chinchiná y gasoducto *loop* a Armenia, que hacen parte del grupo de gasoductos 'Estampilla ramales' definido en la Resolución CREG 110 de 2011.

a) Compresión

En su solicitud tarifaria TGI reportó un monto de USD45.369.749 (cifras a diciembre 31 de 2009), por concepto de inversiones para el rubro PNI asociadas a compresión. Como se indica en el Anexo 29 del Documento CREG 085 de 2011, estas inversiones comprenden dos rubros, a saber:

i) Inversiones finales en las Estaciones de Compresión de Barrancabermeja, Hatonuevo, La Jagua, Casacará, Curumani, Norean y San Alberto por valor de USD43.560.265 (cifras a diciembre 31 de 2009);

ii) Inversiones en PC, vías de acceso, talleres, equipos de seguridad, herramienta especializada y mobiliario, entre otros, para las estaciones del sistema de TGI por valor de USD1.809.484 (cifras a diciembre 31 de 2009).

Con respecto a los anteriores rubros en el Anexo 29 del Documento CREG 085 de 2011 se indicó que “la inversión en compresión se remunera en el costo eficiente de USD/hp instalado. La inversión en estaciones de compresión se analiza en la IFPNI-1 o IAC”. Es decir, para efectos regulatorios el monto de USD45.369.749 (cifras a diciembre 31 de 2009) se evaluó dentro del valor eficiente de inversión reconocido para las estaciones de compresión.

La recurrente anota:

“Los proyectos correspondientes a las inversiones en compresión se detallan en el Anexo 7, sin embargo, se aclara que la realización de las mismas es indispensable para la confiabilidad y adecuado suministro del gas natural”.

En el Anexo 7 que menciona la recurrente se anota lo siguiente:

“

• OTRAS INVERSIONES EN COMPRESORAS

Compra herramienta menor/renovación: Esta inversión corresponde a las herramientas manuales que deberá adquirir TGI durante el periodo tarifario t para realizar las actividades de mantenimiento preventivo, correctivo en las Estaciones de Compresión de Jagua del Pilar, Curumani, San Alberto, Puente Guillermo, Mariquita y Padua. Sin estas herramientas sería imposible realizar las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo, hecho que afectaría inmediatamente la disponibilidad y confiabilidad de las estaciones de compresión del sistema de transporte.

Las inversiones en herramienta de renovación, son aquellas destinadas a la renovación de aquellas herramientas manuales que por su manipulación constante (desgaste) es necesario realizar su renovación, inversión que se realiza para todas las estaciones de compresión.

Compra equipos diagnóstico: Inversión realizada en la adquisición de equipos de diagnóstico para realizar actividades de mantenimiento predictivo (termografía, vibraciones, alineación, videoscopia).

Estas herramientas son indispensables para la detección temprana de posibles fallas en los equipos, incluido aquellas que podrían ser catastróficas. Sin estas herramientas tendríamos correctivos de mayores costos y fallas que afectarían la disponibilidad y confiabilidad de las estaciones de compresión. Estos equipos son necesarios para garantizar la integridad de las unidades de compresión.

Compra herramienta especializada (caterpillar, ariel, waukesha): Corresponde a las inversiones en la compra de herramienta especializada para las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo de las unidades de compresión, es decir, para aquellas actividades en las que se intervienen los motores Caterpillar y Waukesha, igualmente los compresores de gas Ariel y Gemini. Estos equipos son necesarios para garantizar la integridad de las unidades de compresión.

Construcción de taller de reparaciones generales de componentes: Torno, fresadora, lapeadora, taladro (Localizado en COGB de Barrancabermeja): Inversión que se realiza con el fin de adquirir herramientas y equipos para reparar los componentes menores de los motores y compresores de las unidades de compresión, tales como, motores de arranque, bombas de los equipos, válvulas y cajas packing de los compresores de gas.

Compra equipo autocontenido: Inversión que se realiza con el fin de adquirir equipos que se utilizan para realizar mantenimientos internos a los diferentes tanques de las estaciones sin poner en riesgo la integridad física de las personas. Sin estos equipos sería imposible que las personas ingresaran a estos espacios confinados (cerrados) a realizar mantenimiento.

Compra equipos para calibración: Equipos patrones de trabajo y calibración: Inversión en equipos para asegurar las variables operativas del proceso de compresión. Sin estos equipos se tendrían valores de variables operativas NO reales, impactando en la confiabilidad del proceso mismo, volviendo muy sensible las condiciones operativas del sistema de transporte.

Compra equipos de trabajo en altura: Escaleras, andamios, equipo: Todo trabajo por encima de 1,5 metros se considera (por norma) trabajos en alturas, adicionalmente, gran cantidad de actividades en las estaciones de compresión superan este límite. Por estas razones se deben realizar inversiones con el fin de adquirir equipos para realizar actividades en alturas, tales como líneas de vida, arneses, andamios, escaleras, entre otros.

Sin estos equipos sería imposible realizar de manera segura para los trabajadores las diferentes actividades de mantenimiento en las estaciones de compresión, hecho que llevaría a desmejoras en la confiabilidad y disponibilidad de las estaciones.

Vías de acceso a las estaciones (carreteras de las veredas): Las estaciones de compresión quedan alejadas de las vías principales del sistema de vías del País (secundarias y terciarias), por esta razón se requiere realizar inversiones en la recuperación de las vías de acceso (vías veredales) a las estaciones.

Renovación de equipo de cómputo: Inversiones que se realizan en la renovación de equipos de cómputo por obsolescencia de los mismos y de su tecnología informática.

Compra de explosímetros: Inversión que se realiza con el fin de adquirir elementos fundamentales para la aplicación de los Sistemas de Aislamientos Seguros (SAS) durante la realización de los diferentes mantenimientos en las estaciones de compresión, en la verificación de la existencia de atmósferas explosivas. Sin estos elementos no se podría asegurar el equipo para realizar los mantenimientos.

Compra herramienta especializada para manejo de cargas (1 por estación): Inversiones que se realizan con el fin de adquirir equipos para manipular repuestos de gran peso desde las bodegas hasta los equipos y para la manipulación de componentes de los equipos durante la realización de mantenimientos preventivos y correctivos. Sin estos equipos sería imposible la realización de los mantenimientos.

Renovación de mobiliario estaciones: Inversiones que se realizan en la renovación de mobiliario por uso y desgaste de los mismos.

Compra de bombas para trasiego de líquidos: Inversión que se realiza con el fin de adquirir equipos para el trasiego de líquidos (aceite, condensados, refrigerante) durante un mantenimiento del motor o compresor de las unidades compresoras de las estaciones de compresión, evitando una posible contaminación del mismo durante su manipulación o una posible contaminación ambiental.

Compra de lavaojos estaciones: Inversión que se realizan con el fin de adquirir elementos fundamentales para la protección visual del trabajador, al dotar a las estaciones de compresión de sistemas de seguridad industrial de fácil y rápido uso en eventualidades relacionados con contaminaciones de los ojos.

Compra de Hidrolavadoras: Inversión realizada para la adquisición de equipos para realizar actividades de mantenimiento preventivo en los coolers (enfriadores) de las unidades de compresión.

Estas herramientas son indispensables para la limpieza de los coolers evitando la pérdida de transferencia de calor durante el proceso de enfriamiento del gas a su paso por el mismo.

Cambio cámaras de seguridad: Inversión que se realiza con el fin de renovar (adquirir, instalar y poner en funcionamiento las cámaras de seguridad) por obsolescencia de las mismas y de su tecnología, las cuales son parte fundamental de los sistemas de seguridad de las estaciones de compresión.

Cambio de aires acondicionados: Inversión que se realiza con el fin de renovar (adquirir, instalar y poner en funcionamiento) los aires acondicionados por obsolescencia de los mismos, las cuales son parte fundamental de los sistemas de salud ocupacional de las estaciones de compresión.

Compra de kit etiqueta y candado: Inversión que se realiza con el fin de adquirir elementos fundamentales para la aplicación de los Sistemas de Aislamientos Seguros (SAS), durante la realización de los diferentes mantenimientos en las estaciones de compresión. Sin estos elementos no se podría asegurar el equipo e integridad de las personas para realizar los mantenimientos.

Compra kit ambientales: Inversión que se realiza con el fin de adquirir elementos contra derrames de líquidos (aceite, condensados, refrigerante) durante un mantenimiento ó en eventuales derrames por fallas en el trasiego de los mismos en las estaciones de compresión, evitando contaminación ambiental.

Cambio/Compra de extintores: Inversión que se realiza con el fin de adquirir extintores, los cuales son parte fundamental de los sistemas contraincendios de las estaciones de compresión”.

De la anterior transcripción se entiende que la recurrente describe los proyectos asociados al rubro por valor de USD1.809.484 (cifras a diciembre 31 de 2009) indicado anteriormente. De esta descripción también se observa que estos proyectos hacen parte de materiales e insumos necesarios para la operación y mantenimiento, excepto aquel relacionado con vías de acceso.

Las vías de acceso hacen parte del valor de inversión eficiente evaluado en el numeral 2.1.1 de la presente resolución. De acuerdo con la solicitud tarifaria de TGI, presentada mediante el Radicado E-2010-009151, el valor de este rubro asciende a USD68.485 (cifras a diciembre de 2009).

En concordancia con la evaluación realizada en el Anexo 29 del Documento CREG 085 de 2011, se considera pertinente incluir los anteriores rubros, excepto aquel relacionado con vías de acceso, como gastos AOM de la componente PNIt aplicando el procedimiento indicado en numeral 3.2.2.1 del Documento CREG 085 de 2011¹²⁶. En general, este procedimiento consiste en repartir el valor a reconocer (i.e. USD1.740.999 [1.809.484 menos 68.485], cifras a diciembre 31 de 2009) en partes iguales para cada año del período tarifario de cinco (5) años, y para cada año del horizonte de proyección (i.e. veinte años) adicionar el 4,07% del valor reconocido. Este valor se asigna a cada tramo de gasoducto conservando la distribución reportada por TGI en su solicitud tarifaria. El valor correspondiente a vías de acceso (i.e. USD68.485) se distribuye a prorrata de la longitud de cada tramo de gasoducto para efectos de retirarlo del valor global por tramo presentado por TGI en la solicitud tarifaria.

Con respecto al rubro sobre inversiones finales en las Estaciones de Compresión de Barrancabermeja, Hatonuevo, La Jagua, Casacará, Curumani, Norean y San Alberto, por valor de USD43.560.265 (cifras a diciembre 31 de 2009), el cual TGI solicitó incluirlo como parte del PNI, se debe tener en cuenta que para efectos regulatorios la inversión en una estación de compresión no se asigna a distintas variables como IFPNI-1 y PNIt. El valor eficiente de una estación de compresión se asigna a una única variable (e.g. IET, o IFPNI-1 o IAC). Así mismo, el valor eficiente reconocido a través de los cargos regulados que aprueba la CREG incluye todos los costos de inversión para instalar y poner en operación la respectiva estación. En el numeral 2.1 de la presente resolución se revisa el valor eficiente de las estaciones de compresión de IFPNI-1 e IAC.

vii) Reemplazo de infraestructura

En la solicitud tarifaria TGI reportó un monto de USD16.059.298 (cifras a diciembre 31 de 2009) por concepto de inversiones para el rubro PNI, que para efectos tarifarios se consideraron reemplazo de infraestructura antes de cumplir la vida útil normativa. Estas inversiones no se incluyeron en los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 en atención a la siguiente disposición, establecida en el parágrafo 1° del artículo 14 de la *metodología*: “En ningún caso se efectuarán modificaciones al monto de las inversiones existentes, ocasionadas por reemplazos de activos propios de la operación antes de concluir su Vida Útil Normativa”.

De acuerdo con la *metodología*, la vida útil normativa se define como:

“El período de 20 años, contado a partir de la fecha de entrada en operación de un activo, del cual dispone el transportador, de acuerdo con la regulación, para recuperar el valor eficiente de la inversión”.

¹²⁶ Los proyectos que involucran materiales e insumos necesarios para la operación y mantenimiento se reconocieron como gastos de AOM en la Resolución CREG 110 de 2011.

Se debe notar que la anterior definición involucra tanto la fecha de entrada en operación como el período para recuperar la inversión de acuerdo con la regulación. Se entiende que si el activo entró en operación antes del inicio del período para recuperar la inversión, la vida útil normativa se empieza a contabilizar a partir del inicio del período para recuperar la inversión¹²⁷.

Según la evaluación indicada en el Anexo 29 del Documento CREG 085 de 2011, en la Tabla 19 se muestran los proyectos presentados por TGI para este rubro.

Tabla 19. Proyectos reportados por TGI como PNI y considerados reemplazo de infraestructura

Proyecto	Solicitud tarifaria de TGI	
	USD de diciembre 31 de 2009	%
Total	16.059.298	100,0%
Sustitución o cambio de revestimientos en líneas afectadas	12.782.197	79,6%
Cambio de válvulas de seccionamiento para confiabilidad del sistema	450.047	2,8%
Cambio de los ánodos de los sistemas de protección catódica, SPC	880.527	5,5%
Cambio de equipos de medición que han entrado en obsolescencia	72.961	0,5%
Reemplazo de pequeños tramos de tubería por envejecimiento	1.271.873	7,9%
Reemplazo de calentadores catalíticos	63.594	0,4%
Cambio de sistemas de filtración por aumento de presión en centro operacional de Usme	244.591	1,5%
Cambio de sistemas de separación por aumento de presión en centro operacional de Usme	293.509	1,8%

Fuente: Documento CREG 085 de 2011 y solicitud tarifaria de TGI con radicado E-2010-009151

De la Tabla 19 se observa que el 88% del valor presentado por TGI en su solicitud tarifaria corresponde a los proyectos de ‘cambio de revestimiento en líneas afectadas’ y ‘reemplazo de pequeños tramos de tubería por envejecimiento’. En todo caso, los proyectos indicados en la Tabla 19 excepto el denominado ‘Cambio de equipos de medición que han entrado en obsolescencia’ como se explica más adelante, hacen referencia a cambio o reemplazo de infraestructura, lo cual no implica modificación al monto de inversiones existentes pues no hay evidencia de que las mismas hayan cumplido la vida útil normativa de que trata la *metodología*.

Se aclara que por error involuntario el proyecto ‘Cambio de equipos de medición que han entrado en obsolescencia’ se incluyó en los proyectos que se consideraron como reemplazo de infraestructura. Para análisis regulatorios la categorización correcta de este proyecto es en el rubro de ‘Otros’ indicado en la Tabla 16. Por tanto, este proyecto se analiza en el siguiente numeral viii.

La recurrente anota:

“Dentro de los proyectos excluidos se encuentran los ‘Sistemas de Filtración y Separación’, los cuales se solicita a la CREG su reconocimiento dentro del PNI, ya que dichos sistemas superan los 20 años en el Centro Operacional de Usme (Ver adjunto el Manual de O&M de la Estación de Usme construida en 1990, página 2 antecedentes, página 9 Separador y página 10 filtro). Ver Anexo 8”.

En el Anexo 8 que menciona la recurrente se presenta copia de un documento titulado “Manual de Operación y Mantenimiento Estación Receptora de Usme” con fecha mayo de 1994.

En los antecedentes del documento mencionado se indica que “La estación receptora de gas natural de Usme fue construida en 1990 por Gas Natural S.A., según los diseños contratados por Ecopetrol a la firma C.G.I. de la ciudad de Cali, con la finalidad de adelantar los procesos necesarios para optimizar el servicio de distribución de gas domiciliario en la ciudad de Santafé de Bogotá y a la vez adelantar las tareas de registro y control inherentes al transporte de gas desde Apiay pasando por Villavicencio hasta llegar a Bogotá”. Así mismo, en las páginas 9 y 10 del manual se presenta una descripción de la infraestructura asociada al separador y al filtro instalado en la estación de Usme.

En el Anexo 5.1 de la Resolución CREG 125 de 2003 se indica que el Gasoducto Apiay-Usme, del cual hace parte la estación de recibo de gas de Usme, entró en operación en 1995. Esta fecha se estableció con base en la información reportada por el transportador en la revisión tarifaria realizada con base en la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000.

De otra parte, mediante la Resolución CREG 017 de 1995, sustituida por la Resolución CREG 057 de 1996, se establecieron cargos regulados que involucraron el nodo de entrada de Apiay y el nodo de salida de Bogotá. Se entiende que estos puntos corresponden al Gasoducto Apiay-Usme.

De lo anterior se concluye que si bien el Gasoducto Apiay-Usme, y la estación de recibo de Usme, entró en operación en 1990, la evidencia regulatoria indica que esta infraestructura se empezó a remunerar como activo de transporte de gas a partir de 1995. De acuerdo con la definición de vida útil normativa establecida en la *metodología*, en este caso la fecha de inicio de remuneración como activo de transporte de gas define el inicio de la vida útil normativa del respectivo activo.

Por lo anterior, para efectos regulatorios la vida útil normativa de 20 años para la Estación de Usme se contabiliza a partir de 1995. Así, a la fecha de aprobación de la presente resolución este activo aún no ha cumplido su vida útil normativa, y por tanto no es procedente contemplar cambios en el valor de inversión reconocido.

Cabe mencionar que en el artículo 14 de la *metodología* se establece el procedimiento a seguir cuando un activo cumple su vida útil normativa. Este procedimiento contempla una actuación administrativa que en todo caso no es a través de la solicitud tarifaria ni del recurso de reposición.

¹²⁷ Esta situación se puede presentar si el activo entra en operación antes de entrar en vigencia los cargos regulados aprobados por la CREG por primera vez para el respectivo activo.

Del anterior análisis se concluye que la petición de la recurrente, en el sentido de incluir en los cargos los valores indicados en la Tabla 19, excepto el proyecto denominado ‘Cambio de equipos de medición que han entrado en obsolescencia’, no puede prosperar y por tanto no hay lugar a modificar los cargos regulados de la Resolución CREG 110 de 2010 por este concepto.

viii) Otros

En la solicitud tarifaria TGI reportó otras inversiones para el rubro de PNI por valor de USD4.897.760 (cifras a diciembre 31 de 2009). Estas inversiones no se incluyeron en los cargos adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 de acuerdo con la evaluación indicada en el Anexo 29 del Documento CREG 085 de 2011.

En la Tabla 20 se muestran los proyectos presentados por TGI en su solicitud tarifaria para estas inversiones. De esta tabla se observan tres tipos de proyectos, a saber: i) equipos de medición; ii) mejora del centro operacional; y iii) reforestación.

De acuerdo con lo indicado en el numeral vii anterior, al valor del proyecto denominado ‘Cambio de equipos de medición que han entrado en obsolescencia’ de la Tabla 20 se le debe sumar el valor de USD72.961 (cifras a diciembre 31 de 2009) indicado en la Tabla 19. Es decir, el valor total para el proyecto ‘Cambio de equipos de medición que han entrado en obsolescencia’ es de USD1.035.109 (cifras a diciembre 31 de 2009). A continuación se analizan los proyectos indicados en la Tabla 20.

Tabla 20. Otros proyectos de PNI

Proyecto	Solicitud tarifaria de TGI	
	USD de diciembre 31 de 2009	%
Total	4.897.760	100,0%
Medidores de ácido sulfhídrico (H ₂ S)	733.773	15,0%
Cambio de equipos de medición que han entrado en obsolescencia	962.148	19,6%
Compra de nuevos equipos de medición por desarrollo de la red de transporte	1.152.023	23,5%
Mejora centro operacional	1.570.907	32,1%
Reforestación	478.909	9,8%

Fuente: Documento CREG 085 de 2011 y solicitud tarifaria de TGI con radicado E-2010-009151

a) Equipos de medición

Comprende los siguientes proyectos:

- Cambio de equipos de medición que han entrado en obsolescencia.
- Compra de nuevos equipos de medición por desarrollo de la red de transporte.
- Medidores de ácido sulfhídrico, H₂S.

Con respecto a los proyectos relacionados con equipos de medición, en la evaluación realizada en el Anexo 29 del Documento CREG 085 de 2011 se indicó lo siguiente:

“En el numeral 5.3.2 del RUT se establece que la propiedad y responsabilidad de los sistemas de medición es del productor-comercializador en la estación de entrada, del remitente en la estación de salida y del transportador en estaciones de transferencia entre transportadores. Así, estos equipos se remunerarían al transportador si los mismos se instalan en estaciones de transferencia entre transportadores. La empresa no precisa esto último”.

La recurrente anota:

“Los proyectos de ‘Actualización tecnológica en sistemas de medición’ y la ‘Compra de equipos nuevos de medición’ se realizarán sobre city gates que se encuentran incluidos en la base de activos de TGI S.A. ESP que se remunera mediante cargos regulados de transporte por haber sido construidos antes de enero del año 2000, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 001 de 2000. La relación de dichos city gates se encuentra en el Anexo 7”.

Se aclara que el proyecto que la recurrente denomina ‘actualización tecnológica en sistemas de medición’ corresponde al proyecto ‘cambio de equipos de medición que han entrado en obsolescencia’ indicado en la Tabla 20. Se entiende que aquí no hay reemplazo de infraestructura.

En el Anexo 7 del recurso se anota:

“

• ACTUALIZACIÓN TECNOLÓGICA EN SISTEMAS DE MEDICIÓN

Consiste en el reemplazo de algunos sistemas de medición de propiedad del transportador (compuestos por: medidor, transmisores de presión y temperatura, y el computador de flujo). Las razones por las cuales se propone el reemplazo son diversas, entre las cuales se destacan: Medidores de naturaleza mecánica (diafragmas, rotativos y turbinas) con más de 10 años de uso continuo, cambios en la normativa técnica de medición para transferencia de custodia (AGA 7, AGA 9 – RUT 5.3.1), ajuste de las características del medidor con respecto al consumo real en las estaciones de salida. Con la actualización tecnológica se apunta a una contabilización más exacta y confiable de los volúmenes medidos en estaciones de salida de propiedad de TGI con el fin de poder asegurar el requisito de error máximo permisible de $\pm 1\%$ exigido en el numeral 5.5.1 del RUT.

• COMPRA DE EQUIPOS NUEVOS PARA MEDICIÓN

Originalmente, bajo esta descripción se había incluido la compra de cromatógrafos, calorímetros, un analizador de humedad para la planta deshidratadora de Ballenas y algunos calentadores de gas.

Los cromatógrafos de gas se orientan a la determinación de la composición y propiedades físico-químicas del gas en puntos donde se cuenta con mezcla de gases de provenientes de diferentes fuentes, esta es una exigencia del RUT a los Transportadores (RUT Numeral 5.4.4).

Los calorímetros se orientan a la determinación específica del poder calorífico en estaciones de salida que no disponen de cromatógrafo en línea (RUT Numeral 5.4.5), en esencia se trata de la adquisición de equipos de menor costo respecto a un cromatógrafo, de tal manera que se propenda por una inversión eficiente y se logre un impacto favorable sobre las cuentas de balance y la operación del sistema de transporte.

El reemplazo del analizador de humedad en Ballenas se propuso como mejora operativa dado que el equipo instalado actualmente, cuya tecnología se basa en el uso de una sonda de óxido de aluminio, presenta muchas desventajas y problemas que ponen en riesgo la operación segura y eficiente de la planta deshidratadora, así como el control de la humedad del gas deshidratado en dicha planta propiedad de TGI. La propuesta es reemplazar dicho analizador por uno que use un método de naturaleza óptica que ofrezca un dato más confiable de la humedad del gas y a su vez permita el respectivo control en este punto de entrada que es atípico pues la deshidratación (que debe ser responsabilidad del Productor) la realiza en este caso el Transportador.

La adquisición de calentadores de gas se orienta al cumplimiento del requisito de Temperatura Mínima de Entrega dado en el Numeral 6.3 del RUT, el cual fue modificado en 2007 mediante la Resolución CREG 054 pasando el límite de 40°F a 45°F con lo cual se amplió el nivel de exigencia, de tal manera que en algunas estaciones la capacidad de los calentadores existentes no brinda la potencia suficiente o en otras estaciones que no requerían calentador con respecto al límite de 40°F, ahora si lo requieren considerando el incremento de 5°F decretado por la CREG. Dado que el Productor ahora controla la temperatura de punto de rocío de hidrocarburos a un valor de 45°F, es necesario contar con calentadores para asegurar una temperatura por encima de este valor para que el sistema opere seguro y no comprometa la integridad de las estaciones y de las redes de los remitentes y/o usuarios finales del gas.

Los proyectos antes mencionados corresponden a inversiones que propenden por una operación confiable, segura y eficiente de la red de transporte de TGI. Por tratarse de aspectos asociados a la transferencia de custodia y a la calidad del gas, el cual es un tema sensible a los usuarios de la red y que impacta directamente las cuentas de balance y la seguridad del servicio, se considera que deben ser reconocidas pues se proponen inversiones eficientes que representan beneficios directos para los Clientes (seguridad, medición de volúmenes con mayor exactitud en la transferencia de custodia, determinación más exacta de poderes caloríficos, control de las especificaciones de gas, etc.).

A continuación se relacionan los city gates en donde se realizará la actualización tecnológica a los sistemas de medición ó se instalará un equipo nuevo de medición, los cuales se encuentran incluidos en la base de activos de TGI S.A. ESP por haber sido construidos antes de enero del año 2000, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 001 de 2000: (...).

Lo anotado por la recurrente aclara que los proyectos sobre 'Actualización tecnológica en sistemas de medición' y 'Compra de equipos nuevos de medición' se realizan en estaciones de regulación de puerta de ciudad que están incluidas en los cargos de transporte vigentes.

De acuerdo con lo establecido en el segundo párrafo del artículo 34 de la metodología, las ampliaciones o actualizaciones de estaciones de regulación que a la fecha de entrada en vigencia de la metodología se encuentren incluidas en los cargos de transporte podrán incluirse en la base de activos a reconocer en el tramo o grupo de gasoductos del transportador correspondiente.

Se considera que los proyectos denominados 'Actualización tecnológica en sistemas de medición' y 'Compra de equipos nuevos de medición', excepto el proyecto sobre el reemplazo del analizador de humedad en Ballena, hacen parte de las ampliaciones y actualizaciones de que trata el segundo párrafo del artículo 34 de la metodología. En tal sentido, es pertinente incluir en la base de activos los valores correspondientes a estos proyectos.

El proyecto sobre el reemplazo del analizador de humedad en Ballena, como lo indica la recurrente, está relacionado con la planta deshidratadora. Como se indica en la página 188 del Documento CREG 085 de 2011, la actividad de deshidratación es responsabilidad del productor de gas y por tanto el valor de los activos asociados a la deshidratación no debe incluirse en los cargos de transporte.

De lo anotado por la recurrente se entiende que el valor del reemplazo del analizador de humedad en Ballena corresponde al valor del proyecto 'Compra de equipos nuevos para medición' reportado por TGI en su solicitud tarifaria para el tramo Ballena-Barrancabermeja. Este valor es de USD198.119 (cifras a diciembre de 2009).

En el recurso de reposición no se observa referencia alguna, por parte de la recurrente, sobre el proyecto 'Medidores de ácido sulfhídrico, H₂S'.

Del anterior análisis se tiene que hay lugar a ajustar los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 con el fin de incluir los siguientes valores de inversión de PNI:

Proyecto	USD (cifras a dic. 31 de 2009)
• Cambio de equipos de medición que han entrado en obsolescencia	1.035.109
• Compra de nuevos equipos de medición por desarrollo de la red de transporte	953.904
Total	1.989.013

La asignación por tramo de gasoducto se hace de acuerdo con la distribución presentada por TGI en su solicitud tarifaria.

b) Mejora del centro operacional

Con relación al centro operacional en el Anexo 29 del Documento CREG 085 de 2011 se indicó que TGI no especificó en qué consistían las inversiones de PNI por USD por USD1.570.907 (cifras a diciembre 31 de 2009) en este proyecto. Así mismo, en la página 214 del Documento CREG 085 de 2011 se indica para el proyecto mejoras en el centro operacional de Barrancabermeja, correspondiente a IFPNI-1, "no se identificó evidencia de que este proyecto, por USD3.233.599 (cifras a dic. de 2009), haya sido ejecutado y los respec-

tivos activos estén disponibles para la operación". Es decir, el valor total de USD4.804.506 (cifras a diciembre de 2009) reportado por TGI para este proyecto (i.e. IFPNI-1 + PNI) no se incluyó en los cargos adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011.

La recurrente anota:

"La Comisión no reconoció, por falta de soportes, las inversiones realizadas en el centro operacional de Barrancabermeja (COGB) por valor USD 4.804.478.

Cabe destacar que el momento de la solicitud tarifaria este proyecto se encontraba en ejecución, por lo que un saldo importante de su costo fue reportado como PNI. Una vez que la CREG determina acertadamente que el activo se encuentra en operación (con corte a junio de 2011) se genera para la CREG la necesidad de soporte, sin que se cursara a TGI la solicitud respectiva. (Anexo 5)".

De acuerdo con los análisis realizados en la presente resolución frente a la pregunta 3 de la recurrente, la inversión por valor de USD3.233.599 (cifras a diciembre de 2009) se incluye en la variable IFPNI-1 para el Gasoducto Barrancabermeja-Sebastopol.

Para la parte correspondiente al PNI la recurrente afirma que la CREG determinó que el activo se encontraba en operación a junio de 2011. Esta afirmación es equivocada pues fue TGI, mediante la Comunicación CREG E-2011-006201 de junio 28 de 2011, quien informó a la CREG qué proyectos de IAC y PNI estaban en operación a junio de 2011. Adicionalmente, según la información reportada en ese momento por TGI se concluyó que todos los proyectos presentados como PNI continuaban en ejecución a junio de 2011. Esto se anota en la página 266 del Documento CREG 085 de 2011 en los siguientes términos:

"Documentos relacionados con proyectos reportados por TG dentro del PNI. De esta documentación se entiende que a la fecha de reporte (i.e. junio de 2011) la ejecución de los respectivos proyectos es parcial. En tal sentido, para efectos tarifarios estos proyectos siguen siendo parte del PNI".

Por lo anterior la parte de PNI del proyecto 'Mejora del centro operacional' se evaluó como PNI en el Anexo 29 del Documento CREG 085 de 2011. De acuerdo con la metodología, para esta evaluación no se requerían los soportes exigidos para las inversiones de PNI-1 e IFPNI-1.

En el Anexo 5 del recurso TGI presenta información detallada sobre este proyecto. Se considera pertinente incluir el valor de USD1.570.907 (cifras a diciembre 31 de 2009) como inversión de PNI del proyecto 'Mejora del centro operacional' para el Año 1 del período tarifario como lo presentó TGI en su solicitud tarifaria. Este valor complementa el valor de IFPNI-1 reconocido para el mismo proyecto.

De acuerdo con lo anterior hay lugar a ajustar los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011 con el fin de incluir el valor de USD1.570.907 (cifras a diciembre 31 de 2009) como inversión de PNI del proyecto 'Mejora del centro operacional' para el Año 1 del período tarifario.

c) Reforestación

En el recurso de reposición no se observa referencia alguna, por parte de la recurrente, sobre el Proyecto 'Reforestación'.

5. Frente a la petición de que se aclare que la planta de deshidratación no está incluida en la inversión base para el cálculo de los cargos por transporte de TGI y que, consecuentemente, no se descuenta monto alguno por este concepto de la inversión existente.

TGI anota:

"La inversión correspondiente a la planta de deshidratación de La Guajira hace parte del 30% del acotamiento de la inversión del BOMT Ballena-Barranca que insiste en aplicar la CREG. Por lo tanto, no debe descontarse de la base de activos de TGI, a menos que la CREG aplique las directrices de política a que se ha aludido.

En el Anexo 2 se presenta un concepto de la CREG en el cual se indica que dicha inversión no está incluida en los cargos por transporte de la Resolución número 125 de 2003. Dicho concepto es acertado, ya que de lo contrario, los productores que comercializan el gas de La Guajira a precio máximo regulado estarían obteniendo un ingreso por un servicio que no prestan".

El Anexo 2 que menciona la recurrente contiene copia del Concepto MMECREG-2603 del 25 de octubre de 2000. Mediante este concepto la CREG respondió inquietudes de un agente con respecto a los costos de deshidratación asociados al gas de los campos de La Guajira. En particular la CREG manifestó lo siguiente:

"Con relación a la inclusión de los costos de deshidratación en el Sistema de Transporte de Ecogás, desconocemos las razones en las que usted apoya la afirmación de que dichos costos se encuentran incluidos en los cargos de transporte vigentes para esa empresa".

Se entiende que con base en el anterior concepto, y bajo el supuesto de que el valor de la planta de deshidratación hace parte "del 30% del acotamiento de la inversión del BOMT Ballena-Barranca", la recurrente deduce que los costos de deshidratación del gas de la Guajira, en particular los costos de la planta de deshidratación, no están incluidos en la inversión reconocida mediante las Resoluciones CREG 013 y 125 de 2003.

Al respecto se debe señalar que la deducción de la recurrente es equivocada. Esta afirmación se soporta en los siguientes puntos:

i) Como se indicó en el Anexo 17 del documento CREG 085 de 2011, y en algunos apartes de la presente resolución, el valor reconocido por la CREG para el Gasoducto Ballena-Barrancabermeja está ajustado a los criterios de eficiencia de que trata la Ley 142 de 1994. En tal sentido es desacertado indicar que regulatoriamente se ha acotado inversión para el Gasoducto Ballena-Barrancabermeja;

ii) En el literal a), subliteral c), del numeral 3.1.1.1 del Documento CREG 085 de 2011 se indica que los costos de la planta de deshidratación están incluidos en la inversión del Gasoducto Ballena-Barrancabermeja, reconocida en los cargos regulados adoptados mediante las Resoluciones CREG 013 y 125 de 2003. Esta afirmación se basa en la aclaración realizada por la CREG mediante el Concepto S-2008-002306. También se indica que los

costos de la actividad de deshidratación es responsabilidad del productor de gas, y por tanto, para efectos tarifarios, es pertinente excluir del valor de la inversión existente del Gasoducto Ballena-Barrancabermeja el valor de la planta de deshidratación.

Adicionalmente, se debe precisar que la petición de la recurrente, en el sentido de no descontar monto alguno por deshidratación de la inversión existente, es contraria a lo presentado en su solicitud tarifaria. De hecho, en la solicitud tarifaria TGI consideró indispensable excluir el valor de la planta de deshidratación de la inversión existente, como se indica a continuación:

“...es del entendimiento de TGI S.A. ESP que el anterior hundimiento de activos incluye aquellos relacionados con actividades diferentes al transporte de gas natural, en este caso equipos de deshidratación (se anexa concepto de la CREG) y de odorización. Por lo tanto, se hace indispensable excluir dichos valores de la cifra a incorporar en la Inversión Existente. El valor de la planta deshidratadora ubicada en Ballena es de USD 3.230.798; y el valor de los odorizadores es de USD1.843.951; para un descuento total de USD 5.074.749”.

Ahora, si bien el recurrente puede modificar esta petición, en aplicación del principio de congruencia a que hace referencia el artículo 59 del Código Contencioso Administrativo, el cual se observa en este punto respecto de la concordancia que debe existir entre aquello que se resuelve y los pedimentos hechos por el recurrente¹²⁸, se debe precisar que dado que para efectos regulatorios la actividad de deshidratación no hace parte de la actividad de transporte de gas, y con base en las cifras reportadas por TGI en su solicitud tarifaria, de la inversión existente para el Gasoducto Ballena-Barrancabermeja, reconocida mediante las Resoluciones CREG 013 y 125 de 2003, se excluyó el valor de USD 3.230.798 (cifras a diciembre de 2009). Es decir, el valor adoptado mediante la Resolución CREG 110 de 2011 no incluye el valor de la planta de deshidratación.

En conclusión se tiene que la petición de la recurrente es contraria a su solicitud tarifaria, y que en todo caso el valor de la planta de deshidratación es necesario retirarlo de la inversión existente pues regulatoriamente la deshidratación es una actividad asociada a la producción. Por tanto, la petición de la recurrente no puede prosperar.

6. Frente a la petición de que se incorporen en los cargos los gastos de operación y mantenimiento de compresión que fueron propuestos por TGI en su solicitud tarifaria

TGI anota:

“Analizados los gastos establecidos por la CREG para el mantenimiento de estaciones compresoras en especial sus mantenimientos mayores, se concluye que su reducción en aproximadamente 12 mil millones de pesos al año afectará significativamente la recuperación de los gastos eficientes en que incurre TGI, con el consecuente detrimento en el nivel de servicio.

En el Anexo 10 se soportan con datos históricos los costos de mantenimiento de las estaciones compresoras de TGI”.

De lo anterior se entiende que TGI alega que no se le reconocieron 12 mil millones de pesos al año por concepto de gastos de mantenimiento de estaciones compresoras, en especial los mantenimientos mayores.

En este punto conviene revisar las diferencias entre los valores por concepto de Administración, Operación y Mantenimiento, AOM, presentados por TGI en la solicitud tarifaria y los reconocidos en los cargos adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011. En los Anexos 8 y 9 del Documento CREG 085 de 2011 se muestran las cifras solicitadas por TGI para cada estación de compresión. En el Anexo 41 del mismo documento se muestran las cifras reconocidas para cada estación de compresión en los cargos adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011. En la Tabla 21 de la presente resolución se muestran las diferencias entre lo solicitado y lo reconocido para los primeros cinco (5) años del horizonte de proyección.

Tabla 21. Valores de AOM para estaciones de compresión

	Solicitud tarifaria, TGI [A]	Aprobado Res. 110 de 2011 [A]	Diferencia A - B
	Col. \$ de diciembre de 2009		
Año 1	130.240.063.171	121.073.818.451	9.166.244.720
Año 2	134.436.005.259	126.034.543.750	8.401.461.509
Año 3	150.518.741.349	139.796.644.568	10.722.096.781
Año 4	157.484.049.260	148.079.230.067	9.404.819.193
Año 5	157.862.520.489	139.871.611.422	17.990.909.066

Fuente: Anexos 8, 9 y 41 del documento CREG 085 de 2011.

En la Sección 3.2.3.1 del Documento CREG 085 de 2011 se indica que los gastos de AOM asociados a las estaciones de compresión se analizaron en tres rubros, a saber: i) gastos por concepto de combustible; ii) otros gastos; y iii) gastos por mantenimiento mayor (*overhaul*). En este mismo documento se explican en detalle las evaluaciones que realizó la CREG para llegar a los valores de AOM por compresión reconocidos mediante la Resolución CREG 110 de 2011.

En su solicitud tarifaria TGI presentó un valor global por cada estación de compresión sin desagregar los rubros señalados antes¹²⁹. Sin embargo, en su solicitud tarifaria presentó explicaciones de los gastos de compresión. En particular, TGI presentó la explicación de la estimación que realizó para establecer el precio del gas que consumirán las compresoras. Cabe anotar que de acuerdo con los análisis y cifras presentadas en el Documento CREG

085 de 2011, el costo del combustible en las estaciones de compresión de TGI representa entre el 70% y el 80% del gasto total de AOM para un año sin gastos por *overhaul*.

Como se indica en el Anexo 56 del Documento CREG 085 de 2011, el precio estimado por TGI para el gas que consumirán las estaciones de compresión es superior a un precio histórico de mercado estimado y aprobado por la CREG¹³⁰. Este hecho explica en gran medida las diferencias entre los valores solicitados por TGI y los aprobados mediante la Resolución CREG 110 de 2011, indicados en la Tabla 21.

Cabe anotar que de acuerdo con los resultados de la comercialización de gas realizada en diciembre de 2011, los cuales son de conocimiento público, TGI adquirió gas para las estaciones de compresión a precios que no superan el valor reconocido por la CREG¹³¹.

De lo anterior no se observan razones para cambiar el precio histórico de mercado estimado y aprobado por la CREG para valorar el gas de compresión. Para efectos tarifarios este valor de mercado es la mejor aproximación de costos eficientes.

En el Anexo 10 del documento del recurso de reposición la recurrente anota lo siguiente con respecto al rubro de **otros gastos**, reconocidos en los cargos adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011:

“A continuación realizamos una comparación entre los costos por caballo hora durante los años 2007 a 2010 de las estaciones compresoras de TGI y el publicado en el documento de la CREG que sustenta los cargos regulados de TGI.

1. Teniendo los HP instalados por año, tenemos los siguientes datos reales de nuestra (sic) O&M:

Tabla de valores HP/Mes (sic) sin gas combustible: 147,77 USDS\$ (teniendo en cuenta la O&M de Apiay).

HP Instalados Estaciones de Compresión	2007	2008	2009	2010
	40.173	41.863	48.953	148.708

Dólares por HP / mes	2007	2008	2009	2010	PROMEDIO MES	PROMEDIO AÑO
Valor TRM promedio año 2007= 2078,35	10,97					
Valor TRM promedio año 2008= 1966,26		14,58				
Valor TRM promedio año 2009= 2156,29			12,87			
Valor TRM promedio año 2010= 1887,89				10,84		
					12,31	147,77

2. Los anteriores valores son muy diferentes al valor identificado por la CREG, el cual es de 133 USDS/HP año (0,0152 US/HP-hr). Las diferencias encontradas alcanzan el valor de 14,77 USDS/HP año—instalado, valor que multiplicado por los 149.239 HP instalados a hoy en las estaciones, nos da una diferencia de USDS\$ 2.204.127 al año.

3. Si no tenemos en cuenta el año 2007 que es atípico, ya que es el año donde se inició la recopilación fiable de información, el valor USDS\$ / año sube a 153 USDS/HP año, es decir, promediando los años 2008, 2009 y 2010...

4. La disponibilidad promedio, en el sector se toma mínimo del orden del 95% (ver archivo de BestPracticesMaintenanceBenchmarks, donde recomienda >97%), es decir, la tabla del Anexo 39 del Documento CREG-085 de 2011 se debe ajustar en mínimo un 5%, con el fin de hacer comparables dichos costos.

(...)

La recurrente se basa en información histórica para establecer el valor unitario promedio de 147,77 USD/HP-año correspondiente a otros gastos en las estaciones de compresión. TGI anota que dicho valor es muy diferente al valor medio de 133 USD/HP-año reconocido en la Resolución CREG 110 de 2011. Cabe anotar que este último valor corresponde al promedio de las medianas actualizadas a dólares de diciembre de 2009 para una muestra de estaciones operadas en Estados Unidos de América (ver Anexo 36 del Documento CREG 0085 de 2011).

Al analizar en detalle la información reportada por la recurrente se observa que el valor medio de 133 USDS/HP año, reconocido por la CREG, no es muy distinto a valores reales obtenidos por TGI. De hecho, las cifras reales reportadas por la recurrente para los años 2007 y 2010 son de 131,64 y 130,08 USD/HP-año, respectivamente.

Ahora bien, TGI anota que el valor del año 2007 es atípico ya que es el año donde se inició la recopilación fiable de información. Aun así se observa que el valor real de 2010 es menor al valor reconocido por la CREG, y en todo caso sería poco sensato descartar las reducciones en gastos que se pueden presentar por la existencia de economías de escala, pues se pasó de 48.953 HP en 2009 a 148.708 en 2010.

La recurrente también anota que la disponibilidad promedio en el “sector se toma mínimo del orden del 95%”. De esto se entiende que se espera una disponibilidad promedio del 95% para las estaciones de compresión del sistema de TGI. En el Anexo 36 del documento CREG 085 de 2011 se consideró una disponibilidad promedio del 90% de acuerdo con lo indicado en la referencia de *Oil and Gas Pipeline Fundamentals* de 1993¹³². Se considera que el valor reportado por TGI incorpora los avances tecnológicos, operacionales, y de cualquier otra índole, que han mejorado la disponibilidad de los sistemas de compresión en los últimos años. En tal sentido es pertinente considerar la disponibilidad del 95% y, por tanto, realizar los ajustes a que haya lugar en el rubro de otros gastos.

Por lo anterior no se observan razones que justifiquen modificar el valor unitario de 133 USDS/HP año, reconocido por la CREG. Así mismo, se considera pertinente ajustar el rubro de otros gastos considerando una disponibilidad de 95% para las estaciones de compresión.

¹²⁸ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Segunda, Subsección “B”, Consejero Ponente: Jesús María Lemos Bustamante, Bogotá, D. C., veintitrés (23) de agosto de dos mil siete (2007). Radicación número: 19001-23-31-000-2001-00255-01(1977-05).

¹²⁹ La metodología no exige que el transportador desagregue los costos de compresión por rubros o conceptos. En el Documento CREG 085 de 2011 se consideraron estos rubros para efectos de análisis.

¹³⁰ El Anexo 56 del Documento CREG 085 de 2011 es confidencial según solicitud de TGI.

¹³¹ A la fecha (abril de 2011) esta información está publicada en la página www.congas-siga.co

¹³² Kennedy, John L. (1993), *Oil and Gas Pipeline Fundamentals*, 2nd ed., PennWell Books, Tulsa, Oklahoma.

En el Anexo 10 del documento del recurso de reposición la recurrente anota lo siguiente con respecto a los valores del rubro **mantenimiento mayor (overhaul)**, reconocido en los cargos adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011:

“(…)

5. En la mencionada tabla del Anexo número 39 no se tiene incluido la totalidad de los mantenimientos mayores, ya que según los resultados del modelo matemático aplicado, no se podría realizar la mayor parte de los mantenimientos mayores requeridos por las unidades y que son establecidos por recomendación del fabricante de los motores en relación con las horas acumuladas de operación (la cantidad de unidades varía en cada estación, así como también el porcentaje de utilización de cada una de las unidades). Para estos mantenimientos el fabricante establece componentes a intervenir y componentes que requieren cambio por condición, reparación y en algunos casos actualización (Primeras unidades instaladas) dependiendo de las horas acumuladas del motor. Este ítem de los mantenimientos mayores lo consideramos de gran importancia, ya que apunta directamente a la disponibilidad de los equipos y por ende afecta el transporte de gas a través de los gasoductos.

6. Según la Tabla Anexo número 40 Mantenimientos Mayores, se hace una distribución por bloques cada 4 o 5 años, pero la realidad es diferente y no se ajusta la cantidad de mantenimientos que se deben realizar por estación, ya que estos dependen de las horas de operación. Por ejemplo para los motores Caterpillar las rutinas de 25.000 horas (Costo de COPS 1.000 millones), 50.000 horas (Costo de COPS 1.200 millones) y 100.000 horas (Costo de COPS 1.600 millones) cada uno tiene un alcance diferente y los costos cambian por cuanto se requiere una mayor cantidad de repuestos, mayor tiempo de ejecución, entre otros. También se dispone de motores Waukesha con diferentes horas para las rutinas de mantenimientos mayores, es decir, los costos de una estación varían según las horas de operación de las unidades y se podría realizar un mantenimiento por año o coincidir varios mantenimientos en un año o no realizarse ninguno, todas estas consideraciones se tuvieron en cuenta en el cálculo detallado realizado por TGI.

Por otra parte, en el anexo mencionado los costos asociados a mantenimientos mayores es bajo y en algunas estaciones está muy por debajo de su costo real ver caso de Hatonuevo, Casacará, Curumaní, San Alberto y Padua.

7. En el archivo Análisis de datos CREG se puede apreciar:

- Una vez sumados los valores de AOM, mantenimientos mayores de las tablas de los Anexos 39; Otros gastos en estaciones de compresión y Anexo 40. Mantenimiento mayor en estaciones de compresión para el periodo de 20 años; existe un menor valor reconocido por la CREG de COPS\$245.780 millones, con respecto a los valores proyectados por TGI a 20 años, esta reducción como lo mencionamos antes afecta de manera muy significativa y directa el transporte de gas por los diferentes gasoductos, ya que apunta directamente sobre la confiabilidad y disponibilidad de las unidades de compresión instaladas en las estaciones.

- Es importante conocer en el documento qué ítems son clasificados como otros gastos a fin de no caer en imprecisiones en las comparaciones.

Finalmente existieron consideraciones por parte de la CREG que son aplicadas en los Estados Unidos y que seguramente no son aplicables a nuestra infraestructura. Y como se menciona en el documento, los principales obstáculos para la utilización de estos modelos radican en el número limitado de empresas de transporte y en la asimetría de información entre el regulador y las empresas”.

Sobre el mantenimiento mayor u *overhaul* en estaciones de compresión cabe indicar que en la solicitud tarifaria TGI no presentó de manera desagregada el valor correspondiente a mantenimientos mayores. Sin embargo, la empresa aclaró que dentro del valor total de AOM para estaciones de compresión se incluía lo correspondiente al mantenimiento mayor. En tal sentido la CREG hizo una aproximación para desagregar dicho valor como se explica en el numeral 3.2.3.1 del Documento CREG 085 de 2011.

En general, la aproximación realizada por la CREG para establecer el valor eficiente del *overhaul* consistió en:

- Determinar un valor de referencia para cada año del horizonte de proyección (i.e. 20 años) y para cada estación de compresión. Este valor de referencia incluye los gastos por combustible y otros gastos. Es decir, este valor de referencia no incluye gastos por *overhaul*;
- Al valor total reportado por TGI, el cual incluye gastos por combustible, otros gastos y gastos por *overhaul*, se le restó el valor de referencia estimado por la CREG;
- En cada período tarifario se tomó como gastos eficientes por concepto de *overhaul* el mayor valor positivo de la anterior diferencia.

El valor reconocido por mantenimientos mayores se indica en el Anexo 40 del Documento CREG 085 de 2011. Para efectos regulatorios no se pretende que a través del concepto de *overhaul* cada año se reconozca un valor de acuerdo con las necesidades anuales de la respectiva estación de compresión. Por este concepto se reconoce un valor para cada período tarifario, y tal valor corresponde al valor medio de lo que puede considerarse mantenimiento mayor en la estación de compresión durante cada período tarifario.

Adicionalmente la recurrente indica que para el periodo de 20 años, u horizonte de proyección de gastos de AOM, la CREG no reconoció Col. \$ 245.780 millones del total de los valores de AOM para compresión proyectados por TGI para el mismo periodo. Ya se indicó que el gasto en combustible explica del 70% al 80% de los gastos totales de AOM. También se mostró que no hay razones para ajustar el valor reconocido por gastos en combustible. Tampoco se observan razones para modificar el valor reconocido en otros gastos y gastos por *overhaul*.

Finalmente, la recurrente anota que la CREG hizo consideraciones que son aplicadas en los Estados Unidos y que no son aplicables a la infraestructura de TGI. La recurrente no indica por qué los gastos de las estaciones de TGI no son comparables con los de las estaciones consideradas en la muestra para evaluar el valor eficiente en otros gastos.

Por lo anterior no se observan razones que justifiquen modificar los valores reconocidos por la CREG por concepto de mantenimiento mayor u *overhaul*.

De otra parte, mediante la Comunicación E-2012-002484 TGI aclaró que la capacidad instalada en la Estación de Compresión de Barrancabermeja es de 10.560 HP y no de 12.240 HP como se consideró en los análisis tarifarios descritos en el documento CREG 085 de 2011. TGI indica que en la solicitud tarifaria reportó, de manera errónea, la capacidad de ocho unidades de compresión por 12.240 HP cuando en realidad son siete unidades que totalizan 10.560 HP. A continuación se analizan las implicaciones que este cambio en la capacidad instalada puede tener en los gastos de AOM reconocidos.

Como se indicó anteriormente, en el Documento CREG 085 de 2011 se analizaron separadamente los gastos por concepto de combustible, otros gastos y gastos por mantenimiento mayor (*overhaul*).

i) **Gastos de combustible:** El valor reconocido en cada estación se obtuvo como el producto entre el precio del combustible (dato confidencial) y la cantidad de combustible prevista para cada estación. La cantidad de combustible en cada estación fue debidamente auditada de acuerdo con la prueba establecida mediante auto del 27 de octubre de 2010¹³³. Para el caso de la Estación de Barrancabermeja el auditor auditó el consumo de combustible previsto para las siete unidades que totalizan 10.560 HP, que corresponde a la capacidad que TGI precisa en la comunicación E-2012-002484. Por tanto, la precisión que hace TGI sobre la capacidad de la estación de Barrancabermeja no genera ajuste en los gastos por concepto de combustible.

ii) **Otros gastos:** El valor reconocido en la Estación de Barrancabermeja por este concepto corresponde al producto entre un valor estándar, expresado en USD/HP-año, y la capacidad instalada afectada por un factor de disponibilidad (ver Anexo 39 del Documento CREG 085 de 2011). La capacidad de la estación de Barrancabermeja utilizada para este cálculo fue de 12.240 HP. Por tanto, es necesario ajustar estos gastos con base en la precisión que hace TGI sobre la capacidad instalada en dicha estación. Es decir, se debe recalcular el valor con base en la capacidad instalada de 10.560 HP.

iii) **Gastos por mantenimiento mayor (overhaul):** Como se explica en el Documento CREG 085 de 2011, el valor reconocido por concepto de *overhaul* es la mayor diferencia positiva en el primer período tarifario entre lo solicitado por TGI y un valor de referencia estimado por la CREG que depende de la capacidad total instalada en cada estación. Por tanto, es necesario ajustar estos gastos con base en la precisión que hace TGI sobre la capacidad instalada en dicha estación. Es decir, se debe recalcular el valor con base en la capacidad instalada de 10.560 HP.

Con base en lo analizado anteriormente se tiene que: i) no hay lugar a aceptar la petición de la recurrente en el sentido de reconocer todos los gastos de AOM para compresión presentados en la solicitud tarifaria; ii) es necesario ajustar los gastos de AOM en los rubros de otros gastos y gastos por mantenimiento mayor considerando una disponibilidad del 95% en las estaciones de compresión; y iii) es necesario ajustar los gastos de AOM en la estación de Barrancabermeja, en los rubros de otros gastos y gastos por mantenimiento mayor, con base en la precisión que hace TGI sobre la capacidad instalada en dicha estación (i.e. 10.560 HP).

7. Frente a la petición de que se descuenta de la demanda lo correspondiente a los proyectos que se van a adelantar de acuerdo con lo establecido en el artículo 25, parágrafo 2º, de la Resolución CREG 126 de 2010

La recurrente anota lo siguiente:

“...es necesario tener en cuenta que se debe descontar de la demanda, lo correspondiente a los proyectos que se van a adelantar de acuerdo con lo establecido en el artículo 25, parágrafo 2º, de la Resolución CREG 126 de 2010. En este momento TGI está iniciando un proyecto de este tipo en el Gasoducto de la Sabana, cuya viabilidad requiere del descuento de la demanda del Gasoducto de La Sabana, en cada año del horizonte de proyección, de una demanda de capacidad de 3.800 kpcd y una demanda de volumen de 1.333.000 kpc. De no darse esta reducción en las demandas de capacidad y volumen no será posible acometer el proyecto en mención limitando la oferta de gas natural, sin mayores tarifas, a un importante segmento industrial aledaño a Bogotá”.

De acuerdo con lo manifestado por la recurrente se entiende que en la solicitud tarifaria TGI incluyó demandas previstas para proyectos de red tipo II de transporte que se derivan del Gasoducto de La Sabana, los cuales prevé ejecutar bajo la figura establecida en el parágrafo 2º del artículo 25 de la Resolución CREG 126 de 2010. Cabe anotar que en su solicitud tarifaria TGI no manifestó que en la demanda del Gasoducto de La Sabana había incluido demanda asociada a proyectos de red tipo II de transporte previstos para ejecutarlos con base en lo establecido en el parágrafo 2º del artículo 25 de la *metodología*.

Lo manifestado por la recurrente se considera una aclaración sobre la información que reportó en su solicitud tarifaria. Esta aclaración se relaciona con aspectos metodológicos establecidos en el parágrafo 2º del artículo 25 de la Resolución CREG 126 de 2010. Así mismo, la aclaración de información afecta la demanda que se evaluó para adoptar los cargos regulados establecidos en la Resolución CREG 110 de 2011 para el Gasoducto de La Sabana.

Para analizar la petición de TGI conviene indicar que en el artículo 25 de la Resolución CREG 126 de 2010 se establecen los procedimientos a seguir para realizar extensiones de redes Tipo II de transporte. En particular, en el parágrafo 2º de este artículo se establece:

“Parágrafo 2º. Los transportadores y los distribuidores de gas natural podrán ejecutar extensiones de la red tipo II de transporte sin seguir los procedimientos establecidos en el presente artículo, si aplican, durante el Período Tarifario t y los siguientes durante la Vida Útil Normativa, los cargos regulados vigentes para el tramo o Grupo de Gasoductos de la red tipo I o tipo II de transporte del cual se deriva la nueva inversión”.

Esta disposición establece, entre otros aspectos, que los transportadores podrán ejecutar extensiones de la red tipo II, si aplican, durante el período tarifario t y los siguientes durante la vida útil normativa, los cargos regulados vigentes para el tramo o Grupo de Gasoductos de la red tipo I o tipo II del cual se derive la nueva inversión.

¹³³ Ver informe de auditor con Radicado CREG E-2011-004882.

Lo anterior quiere decir que si el agente elige la opción establecida en el párrafo 2° del artículo 25 deberá aplicar los cargos regulados del tramo o Grupo de Gasoductos del cual se derive la extensión de red tipo II de transporte. Es decir, los cargos para esa extensión de la red tipo II de transporte serán los vigentes para el tramo o Grupo de Gasoductos del cual se derive sin considerar la inversión, los gastos y la demanda asociada a dicha extensión de tipo II.

Cuando el transportador, o un distribuidor, elige la opción establecida en el párrafo 2° del artículo 25 de la metodología se entiende que, en términos técnicos, el costo marginal de esa inversión en red tipo II es menor o igual al costo medio del tramo o Grupo de Gasoductos del cual se deriva. Es decir, para efectos de evaluar la viabilidad del proyecto el agente realiza los cálculos tarifarios para el Grupo de Gasoductos del cual se desprende la nueva extensión, incluyendo la inversión, los gastos y la demanda de la extensión en red tipo II. El proyecto sería viable, desde el punto de vista económico, si de este cálculo se obtienen cargos con valores menores o iguales a los cargos vigentes aprobados por la CREG para el gasoducto o Grupo de Gasoductos del cual se derive la extensión en red tipo II¹³⁴. Si el nuevo cargo es mayor al vigente se entiende que el agente no tendría incentivo para ejecutar el proyecto con el cargo vigente, en cuyo caso podría acudir a la figura prevista en el párrafo 4° del artículo 25 de la Resolución CREG 126 de 2010.

Mediante la Comunicación S-2010-003760 del 9 de septiembre de 2010 la Comisión conceptuó lo siguiente con relación a lo establecido en el párrafo 2° del artículo 25 de la metodología:

“Las extensiones de la red tipo II que se desarrollen en el marco de lo dispuesto en el párrafo citado no se someten al procedimiento de aprobación de cargos.

En este sentido, para la definición de los cargos regulados de transporte no se deben considerar las inversiones, los gastos de AOM ni las demandas asociadas a las extensiones de la red tipo II de transporte que se desarrollen de conformidad con lo previsto en el párrafo 2° del artículo 25 de la Resolución CREG 126 de 2010”.

En conclusión, la inversión, los gastos y la demanda asociada a los proyectos de redes de tipo II de transporte, que se ejecuten bajo la figura prevista en el párrafo 2° del artículo 25 de la metodología, no se incluyen en los cargos regulados del tramo o Grupo de Gasoductos del cual se deriven. En tal sentido, la petición de TGI es acertada en el sentido de que es necesario excluir de la demanda del gasoducto de La Sabana aquella demanda asociada a gasoductos previstos para ejecutar bajo la figura establecida en el párrafo 2° del artículo 25 de la metodología.

Mediante la Comunicación E-2012-003319 TGI precisó que este proyecto de red tipo II de transporte se denomina “Proyecto Calle 80”. También precisó los siguientes aspectos sobre este proyecto:

- i) Mercado a atender: zona industrial del occidente de Bogotá, D. C., en el municipio de Cota;
- ii) Fecha prevista para la entrada en operación del proyecto: finales de 2013;
- iii) Gasoducto del cual se deriva la red tipo II: Gasoducto de La Sabana;
- iv) Demanda de capacidad y volumen: como se indica en la Tabla 22.

Tabla 22. Demanda de capacidad y volumen para el Proyecto Calle 80

Año	Demanda de capacidad (kpcpd)	Demanda de volumen (kpc)
4	3.115,71	905.030,13
5	3.449,54	1.259.081,85
6	3.894,64	1.421.544,03
7	4.339,75	1.584.006,20
8	4.451,02	1.624.621,74
9	4.451,02	1.624.621,74
10	4.451,02	1.624.621,74
11	4.451,02	1.624.621,74
12	4.451,02	1.624.621,74
13	4.451,02	1.624.621,74
14	4.451,02	1.624.621,74
15	4.451,02	1.624.621,74
16	4.451,02	1.624.621,74
17	4.451,02	1.624.621,74
18	4.451,02	1.624.621,74
19	4.451,02	1.624.621,74
20	4.451,02	1.624.621,74

Fuente: TGI, radicación CREG E-2012-003319.

Con base en lo anterior se acepta la petición de TGI y por tanto hay lugar a ajustar la demanda del Gasoducto de La Sabana considerada en los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011. El ajuste consiste en sustraer las demandas indicadas en la Tabla 22 de aquellas consideradas en los cargos de la Resolución CREG 110 de 2011.

TGI anota que:

“La proyección de demanda de capacidad presentada por TGI corresponde a una proyección anual que tiene como fecha de inicio la solicitud de aprobación de cargos, esto en

¹³⁴ En términos más técnicos, esto significa estampillar la red tipo II en el gasoducto o grupo de gasoductos del cual se deriva.

concordancia con el concepto emitido por la CREG el día 15 de septiembre de 2010 a la Empresa de Energía de Bogotá. Por lo anterior, el cálculo de la proyección de capacidad se establece a través de una combinación lineal, que en el caso del año 1 corresponde a tres meses del promedio de capacidad contratada en el año 2010 y nueve meses del promedio de capacidad contratada en el año 2011, para los demás años se procedió de igual manera.

TGI reportó adicionalmente la capacidad contratada en firme (teniendo en cuenta la capacidad contratada en contraflujo) a junio de 2011 para el periodo 2011 a 2030. Dicha información se reportó promediando cada año desde enero hasta diciembre, según lo solicitado por la CREG.

La CREG considera que la demanda esperada de capacidad debe ser por lo menos igual a la capacidad contratada en firme y por lo tanto, realizó la revisión con la información que TGI suministró, sin tener en cuenta que la demanda esperada de capacidad de cada año era una combinación lineal que corresponde a tres meses del promedio de capacidad contratada en un año X y nueve meses del promedio de capacidad contratada en el año siguiente, mientras que la capacidad contratada en firme estaba reportada por año completo (de enero a diciembre)”.

Sobre el particular se anota que dentro del recurso de reposición presentado por TGI no se encuentra petición alguna relacionada con las anteriores afirmaciones. Es decir, en las diez (10) peticiones presentadas por la recurrente no se identifica alguna que se relacione con las anteriores afirmaciones. Ante el desconocimiento de cuál es la petición o el juicio de reproche por parte de la recurrente la administración no se puede pronunciar en concreto.

TGI anota que:

“... en el reporte de capacidad contratada en firme a junio de 2011 para el periodo 2011 a 2030, en el tramo Sebastopol-Vasconia por error de TGI para el año 2018, se incluyó la capacidad en contraflujo igual a la capacidad en el sentido del flujo físico, lo que ocasionó un dato errado de 219,353 kpcpd, siendo el valor real de 142,582 kpcpd. Por lo tanto se solicita corregir dicha información según lo indicado en el Anexo 11”.

En el Anexo 11 del recurso se presentan las siguientes cifras:

Tramos o grupo de gasoductos	Capacidad contratada en firme (kpcpd)																			
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
SEBASTOPOL - VASCONIA																				
I. Dirección contractual A (1)	165.433	168.728	149.275	141.700	111.246	110.001	106.432	109.677	111.297	111.341	20.846	20.054	20.054							
II. Dirección Contractual B (2)	21.616	45.157	40.691	41.297	41.949	29.821	32.051	39.931	40.000	40.000										

(1) Capacidad contratada en ambos direcciones

Las anteriores cifras coinciden con las consideradas en la Resolución CREG 110 de 2011, excepto el dato para 2018. Según lo reportado por TGI en la solicitud tarifaria, en la Resolución CREG 110 de 2011 se consideró una capacidad contratada total de 219,353 kpcpd para 2018. Según la información reportada por TGI en el recurso este dato debe ser 149,508 kpcpd.

De lo anterior se tiene que el dato considerado en la Resolución CREG 110 de 2011 es atípico, lo que en efecto TGI justifica como “un dato errado”. En tal sentido se considera adecuado realizar el ajuste solicitado por TGI.

En este mismo sentido hay lugar a ajustar la demanda esperada de capacidad del Gasoducto de Sebastopol-Vasconia considerada en los cargos regulados adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011. El ajuste consiste en considerar una capacidad contratada de 149,508 kpcpd para 2018 en el tramo Sebastopol-Vasconia¹³⁵.

8. Frente a la petición de que se acepten las correcciones a los errores de suministro de información por parte de TGI en el proceso de solicitud tarifaria

Se entiende que esta petición se refiere a: i) la corrección de información sobre los perfiles topográficos de los loops Samacá-Santa Sofía y Vasconia-El Camilo; ii) corrección del diámetro de la variante Checua; y iii) la corrección de la capacidad contratada del Gasoducto Sebastopol-Vasconia para 2018. Sobre el particular se indica que la información debidamente corregida, para el caso de los gasoductos, se incluyó en los análisis de valoración indicados en el Anexo 7 de la presente resolución. Para el caso de la capacidad contratada del Gasoducto Sebastopol-Vasconia se indicó que hay lugar a realizar el respectivo ajuste.

9. Frente a la petición de que se corrijan las diferencias en los cargos presentadas en el Anexo 12

La recurrente anota:

“Al reproducir el cálculo de los cargos, según la información consignada en la Resolución CREG 110 de 2011 se encuentran las diferencias que se presentan en el Anexo 12”.

En el Anexo 12 del recurso TGI presenta las siguientes cifras:

“

CARGOS QUE REMUNERAN LA INVERSIÓN
Modelo TGI S.A. ESP.

Tramo	0,0		0,20		0,40		0,50		0,60		0,70		0,80		0,90		1,00	
	CF	CV	CF	CV	CF	CV	CF	CV	CF	CV	CF	CV	CF	CV	CF	CV	CF	CV
Cuentas - Agujes	0,00	0,42	37,71	0,40	75,42	0,37	49,27	0,31	113,12	0,25	131,98	0,18	150,83	0,12	169,69	0,06	188,54	0,00
Remolinos Negros - Santander	0,00	0,71	36,20	0,62	70,41	0,54	49,09	0,43	106,46	0,31	125,26	0,21	144,06	0,11	162,86	0,01	181,66	0,00
Cargas Extensión Remolinos	0,00	0,10	4,31	0,08	8,61	0,06	10,77	0,05	12,92	0,04	15,07	0,03	17,21	0,02	19,36	0,01	21,51	0,00

Resolución 110 de 2011.

Tramo	0,0		0,20		0,40		0,50		0,60		0,70		0,80		0,90		1,00	
	CF	CV	CF	CV	CF	CV	CF	CV	CF	CV	CF	CV	CF	CV	CF	CV	CF	CV
Cuentas - Agujes	0,00	0,42	37,71	0,40	75,42	0,37	49,27	0,31	113,12	0,17	131,98	0,12	150,83	0,08	169,69	0,04	188,54	0,00
Remolinos Negros - Santander	0,00	0,71	36,20	0,62	70,41	0,54	49,09	0,43	106,46	0,31	125,26	0,21	144,06	0,11	162,86	0,01	181,66	0,00
Cargas Extensión Remolinos	0,00	0,10	4,31	0,08	8,61	0,06	10,44	0,05	12,53	0,04	14,62	0,03	16,71	0,02	18,80	0,01	20,89	0,00

Comparativo Resolución 110 de 2011 Vs Modelo TGI

Tramo	0,0		0,20		0,40		0,50		0,60		0,70		0,80		0,90		1,00	
	CF	CV	CF	CV	CF	CV	CF	CV	CF	CV	CF	CV	CF	CV	CF	CV	CF	CV
Cuentas - Agujes	0,00	0,42	37,71	0,40	75,42	0,37	49,27	0,31	113,12	0,17	131,98	0,12	150,83	0,08	169,69	0,04	188,54	0,00
Remolinos Negros - Santander	0,00	0,71	36,20	0,62	70,41	0,54	49,09	0,43	106,46	0,31	125,26	0,21	144,06	0,11	162,86	0,01	181,66	0,00
Cargas Extensión Remolinos	0,00	0,10	4,31	0,08	8,61	0,06	10,44	0,05	12,53	0,04	14,62	0,03	16,71	0,02	18,80	0,01	20,89	0,00

¹³⁵ Para efectos tarifarios el 2018 corresponde al año 8 indicado en el Anexo 8.2 de la Resolución CREG 110 de 2011.

CARGOS QUE REMUNERAN AOM

Modelo TGI S.A. ESP.

Tramo	AOM
Aplay - Villavicencio - Ocoa	68.353,66

Resolución 110 de 2011.

Tramo	AOM
Aplay - Villavicencio - Ocoa	234,00

Comparativo Resolución 110 de 2011 Vs Modelo TGI

Tramo	Diferencia
Aplay - Villavicencio - Ocoa	-68.119,66

Con las anteriores cifras la recurrente indica que hay diferencias entre los cargos aprobados en la Resolución CREG 110 de 2011 y los cargos reproducidos por TGI (i.e. 'Modelo TGI S.A. E.S.P.'), para los siguientes tramos o grupos de gasoductos: i) Cusiana-Apiay; ii) ramales Boyacá-Santander; iii) cargos estampilla ramales; y iv) Apiay-Villavicencio-Ocoa. A continuación se analiza cada caso.

i) Cusiana-Apiay

Las cifras que muestra la recurrente indican que los cargos variables aprobados en la Resolución CREG 110 de 2011, para el Gasoducto Cusiana-Apiay, son menores a los cargos reproducidos por TGI con base en el 'Modelo TGI S.A. E.S.P.'

Las parejas de cargos aprobados por la CREG se encuentran en la tabla del artículo 9° de la Resolución CRG 110 de 2011. Al observar los valores de las parejas de cargos aprobados para el tramo Cusiana-Apiay se encuentra que estos son iguales a los valores reproducidos por TGI según el 'Modelo TGI S.A. E.S.P.'. Esto quiere decir que el valor mostrado por la recurrente como aprobado mediante la Resolución CREG 110 de 2011 es equivocado.

Con base en lo anterior la pretensión de la recurrente, en el sentido de corregir las diferencias en los cargos presentados en el Anexo 12 del recurso para el tramo de Gasoducto Cusiana-Apiay, no puede prosperar.

ii) Ramales Boyacá-Santander

Las cifras que muestra la recurrente indican que los cargos variables aprobados en la Resolución CREG 110 de 2011, para el Grupo de Gasoductos Ramales Boyacá-Santander, son menores a los cargos reproducidos por TGI con base en el 'Modelo TGI S.A. E.S.P.'

Se entiende que los cargos reproducidos por TGI consideran las demandas de volumen presentadas en el Anexo 8.1 de la Resolución CREG 110 de 2011.

Sobre el particular se aclara que las demandas esperadas de volumen para el Grupo de Gasoductos Ramales Boyacá-Santander, indicadas en el anexo 8.1 de la Resolución CREG 110 de 2011, no se utilizaron en el cálculo tarifario. En el cálculo tarifario se utilizaron las demandas esperadas de volumen indicadas en el Anexo 54 del Documento CREG 085 de 2011, las cuales incluyen el ajuste por factor de utilización indicado en la página 289 del mismo documento. Las demandas que se muestran en el anexo 8.1 de la Resolución CREG 110 de 2011 no incluyen el ajuste por factor de utilización, excepto para el primer año del horizonte de proyección.

De acuerdo con la metodología, las demandas eficientes que se utilizan en el cálculo tarifario deben incluir el ajuste por factor de utilización, si es del caso. Como se indicó antes, y a pesar de que por error involuntario en el Anexo 8.1 de la Resolución CREG 110 de 2011 se indican las demandas sin corrección por factor de utilización, en el cálculo tarifario se utilizaron las demandas corregidas por factor de utilización. Por tanto, los cargos regulados adoptados para el Grupo de Gasoductos Ramales Boyacá-Santander están ajustados a la metodología.

De acuerdo con lo anterior el cálculo realizado por TGI para el Grupo de Gasoductos Ramales Boyacá-Santander es impreciso, y en consecuencia no hay lugar a aceptar la pretensión de la recurrente en el sentido de corregir las diferencias en los cargos presentados en el Anexo 12 del recurso para el Grupo de Gasoductos Ramales Boyacá-Santander. No obstante, es pertinente corregir las demandas de volumen indicadas en el Anexo 8.1 de la Resolución CREG 110 para el Grupo de Gasoductos Ramales Boyacá-Santander. Las demandas a incluir en este anexo son las indicadas en el Anexo 54 del Documento CREG 085 de 2011, y esta corrección no genera modificación en los cargos aprobados en la Resolución CREG 110 de 2011.

iii) Cargos Estampilla Ramales

Las cifras que muestra la recurrente indican que los cargos fijos aprobados en la Resolución CREG 110 de 2011, para el Grupo de Gasoductos Estampilla Ramales, son menores a los cargos reproducidos por TGI con base en el 'Modelo TGI S.A. E.S.P.'. Como se explica a continuación, la demanda que utilizó TGI es ligeramente inferior a la demanda utilizada en los cargos aprobados mediante la Resolución CREG 110 de 2011, de tal forma que tanto los cargos fijos como los cargos variables calculados por TGI deben ser ligeramente superiores a los de la Resolución CREG 110¹³⁶.

Se entiende que los cargos reproducidos por TGI consideran las demandas presentadas en los Anexos 8.1 y 8.2 de la Resolución CREG 110 de 2011.

Se aclara que parte de los gasoductos considerados en el Grupo Estampilla Ramales corresponde a los llamados gasoductos BOMT¹³⁷. En concordancia con lo establecido en el artículo 2° de la metodología, en el Documento CREG 085 de 2011 se anota lo siguiente sobre los gasoductos BOMT:

"Se debe notar que el cargo asociado a los tramos de gasoductos construidos bajo la figura de BOMT tiene dos componentes: i) la primera es un cargo calculado con las variables del gasoducto BOMT, lo cual incluye una vida útil normativa de 30 años; y ii) la segunda es un cargo asociado al valor de las inversiones, y sus respectivos gastos de AOM eficientes, que no han sido construidas bajo la figura de BOMT tales como estaciones de compresión. El cargo total de cada tramo es la suma de estos dos componentes".

De acuerdo con lo anterior los cargos para el Grupo de Gasoductos Estampilla Ramales tienen dos componentes, a saber: i) cargos asociados a la parte de BOMT, lo cual considera una vida útil normativa de 30 años; y ii) cargos asociados a la parte que no tiene BOMT, lo cual considera una vida útil normativa de 20 años. Así, la parte de BOMT considera proyecciones de demanda a 30 años, y la parte que no tiene BOMT considera proyecciones a 20 años.

Las demandas indicadas en el anexo 8.1 de la Resolución CREG 110 de 2011, y en los Anexos 53 y 54 del Documento CREG 085 de 2011, muestran las proyecciones de demanda hasta el año 20 del horizonte de proyección. Sin embargo, en el cálculo tarifario para la parte de BOMT se consideró la proyección de demanda de capacidad y volumen para todo el horizonte de proyección de 30 años¹³⁸.

Consecuentemente, la inversión de la parte BOMT se consideró separada de la parte que no tiene BOMT. Esta separación no está explícita en la Resolución CREG 110. Para mayor claridad en la Tabla 23 se muestran los valores de inversión utilizadas en el cálculo de los cargos Estampilla Ramales.

Tabla 23. Valores de inversión para Estampilla Ramales, incluidos en la Resolución CREG 110 de 2011

Inversión Estampilla Ramales	Inversión existente	Programa de Nuevas Inversiones, PNI				
		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
		USD de diciembre 31 de 2009				
Total	81.546.572	-	66.529	48.918	60.169	63.594
BOMT	50.783.495	-	-	-	-	-
No BOMT	30.763.077	-	66.529	48.918	60.169	63.594

Fuente: Expediente 2010-0088.

Al tener en cuenta que TGI consideró las demandas del Anexo 8.1 de la Resolución CREG 110 de 2011, se concluye que los cargos que reprodujo la recurrente son mayores a los aprobados en la Resolución CREG 110 de 2011, pero no se ajustan a la metodología. Así, la pretensión de la recurrente, en el sentido de corregir las diferencias en los cargos presentados en el Anexo 12 del recurso para el Grupo de Gasoductos Estampilla Ramales, no puede prosperar.

Se considera pertinente corregir las demandas indicadas en el Anexo 8.1 de la Resolución CREG 110 para el Grupo de Gasoductos Estampilla Ramales, de tal forma que se indiquen de manera separada las demandas asociadas a BOMT y las no asociadas a BOMT. Esta corrección no genera modificación en los cargos aprobados en la Resolución CREG 110 de 2011 para el Grupo de Gasoductos Estampilla Ramales.

iv) Apiay-Villavicencio-Ocoa

Las cifras que muestra la recurrente indican que el cargo fijo que remunera los gastos de AOM aprobados en la Resolución CREG 110 de 2011, para el Gasoducto Apiay-Villavicencio-Ocoa, es menor al cargo reproducido por TGI con base en el 'Modelo TGI S.A. E.S.P.'

Al revisar el cálculo del cargo de AOM adoptado en la Resolución CREG 110 de 2011 para el Gasoducto Apiay-Villavicencio-Ocoa se encuentra que por error involuntario en el cálculo del cargo que remunera AOM se consideró la demanda esperada de volumen en lugar de la demanda esperada de capacidad.

Con base en lo anterior hay lugar a aceptar la pretensión de la recurrente en el sentido de corregir el cargo de AOM para el Gasoducto Apiay-Villavicencio-Ocoa.

10. Frente a la petición de que se acepten las anteriores peticiones, así como las que no hayan sido incluidas en el presente escrito pero que reposan en el expediente respectivo.

De la anterior petición se entiende que la recurrente pretende que la CREG revise puntos de la solicitud tarifaria que ya fueron evaluados, de cuya evaluación se adoptó la Resolución CREG 110 de 2011, y sobre los cuales la recurrente no manifestó inconformidad alguna en el recurso de reposición.

Sobre el particular se aclara que el recurso de reposición es el mecanismo establecido legalmente para que, dentro de los términos fijados por la ley, los administrados presenten a la administración sus peticiones de modificación o aclaración debidamente soportadas, de puntos específicos de un acto administrativo. En tal sentido, no compete a la administración revisar puntos de la solicitud tarifaria que ya fueron evaluados y sobre los cuales el administrado no manifestó inconformidad alguna en el respectivo recurso de reposición.

Esto en aplicación del principio de congruencia como limitante para proferir una decisión en la cual se han de revisar únicamente aquellos aspectos cuestionados dentro del recurso, en la medida en que como lo sostiene la jurisprudencia "las pretensiones del recurrente y su voluntad de interponer el recurso, condicionan la competencia del juez que conoce del

¹³⁶ Se entiende que en el cálculo de TGI hubo cambios en la tercera o cuarta cifra decimal de los cargos variables. En el anexo 12 del recurso TGI muestra hasta la segunda cifra decimal, lo cual explicaría por qué no se visualizan cambios en los cargos variables que presenta TGI.

¹³⁷ Se trata de los gasoductos ramales construidos bajo la figura de BOMT ('Build, Operate, Maintenance and Transfer) y que se desprenden de los gasoductos principales Ballena-Barrancabermeja y Mariquita-Cali.

¹³⁸ Para el cálculo se consideró que la demanda asociada a la parte de BOMT es igual a la parte que no tiene BOMT hasta el año 20. Del año 20 al 30 se asumió una demanda plana igual a la del año 20.

mismo. Lo que el procesado estime lesivo de sus derechos, constituye el ámbito exclusivo sobre el cual debe resolver el ad quem: 'tantum devolutum quantum appellatum'¹³⁹. En relación con estas consideraciones el Honorable Consejo de Estado ha dispuesto lo siguiente:

“De conformidad con el principio de congruencia, al superior, cuando resuelve el recurso de apelación, sólo le es permitido emitir un pronunciamiento en relación con los aspectos recurridos de la providencia del inferior, razón por la cual la potestad del juez en este caso se encuentra limitada a confrontar lo decidido con lo impugnado en el respectivo recurso y en el evento en que exceda las facultades que posee en virtud del mismo, se configurará la causal de nulidad prevista en el numeral 2 del artículo 140 del Código de Procedimiento Civil, relativa a la falta de competencia funcional”¹⁴⁰.

Finalmente, la recurrente plantea lo siguiente con respecto al cálculo del delta de cargos de que trata el Anexo 6 de la metodología:

“En el cálculo de los delta cargos de los tramos Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, La Belleza-Vasconia, Mariquita-Gualanday, la CREG no utilizó la información de demanda declarada por TGI. Tal como TGI le declaró a la CREG en el marco de la Solicitud Tarifaria la demanda asociada al proyecto de Expansión desde Cusiana (Loop Cusiana-El Porvenir, loops Santa Sofía-Puente Guillermo, Miraflores-Samaçá, El Porvenir- Miraflores, loop La Belleza-El Camilo y la Estación de Compresión Mariquita) está condicionada integralmente a la entrada en operación del proyecto completo, por lo que no son factibles desde el punto de vista contractual, incrementos parciales de demanda asociados a la entrada en operación de elementos específicos del proyecto (Loops y/o compresoras).

Al desconocer la información reportada por TGI sobre demanda para los proyectos de IACt la CREG está calculando unos Delta Cargos que no corresponden con la realidad contractual de TGI resultando en un deterioro de la correcta remuneración de los activos asociados a este proyecto de expansión.

Por lo tanto, solicitamos que la CREG establezca los Delta Cargos de acuerdo con la información de demanda reportada por TGI, es decir, que para fijar el Delta Cargo asociado al retraso de un loop en particular, se debe disminuir la demanda de los demás tramos asociados al proyecto”.

En el documento CREG 085 de 2011 se indicó que “En algunos casos no se observó proporcionalidad entre la demanda asociada al proyecto de IAC y el aumento en capacidad en el respectivo tramo. Así, al realizar los cálculos de los ‘deltas’ con la información aportada por TGI se obtuvo un valor negativo”. Dada esta situación se realizaron ajustes a las demandas para calcular los deltas de cargo como se explica en el documento CREG 085 de 2011.

La recurrente reitera que “no son factibles desde el punto de vista contractual, incrementos parciales de demanda asociados a la entrada en operación de elementos específicos del proyecto (Loops y/o compresoras)”. Se entiende que por esta razón las demandas reportadas por TGI para el cálculo del delta cargo no presentaban proporcionalidad frente al aumento de capacidad en el respectivo tramo.

Se aclara que para efectos tarifarios se requiere asignar una demanda por proyecto (loop o estación de compresión), lo cual no necesariamente debe coincidir con la situación contractual (capacidad contratada) del respectivo tramo o proyecto.

Por lo anterior esta petición de la recurrente no puede prosperar y en consecuencia no hay lugar a modificar las demandas consideradas en la Resolución CREG 110 de 2001 para el cálculo del delta cargo de proyectos de IACt.

Los ajustes al valor de inversiones, demandas y gastos de AOM originados en los anteriores análisis, dan lugar a ajustar los delta cargos adoptados mediante la Resolución CREG 110 de 2011.

De acuerdo con los análisis precedentes, en la Sesión número 539 del día 2 de noviembre de 2012, la Comisión aprobó modificar los cargos regulados para el sistema de transporte de TGI, aprobados mediante la Resolución CREG 110 de 2011,

RESUELVE:

Artículo 1°. Confirmar el auto proferido el 7 de diciembre de 2011 de acuerdo con las consideraciones expuestas en la parte motiva de la presente resolución.

Artículo 2°. Declarar infundada la objeción parcial por error grave alegada por TGI, así como las objeciones parciales, en contra del dictamen del perito Calvin Peter Oleksuk que contiene las respuestas a la pregunta 5 del artículo 1° de la Resolución CREG 010 de 2012 y a la pregunta 2 del artículo 1° de la Resolución CREG 036 de 2012, de acuerdo con las consideraciones expuestas en la parte motiva de la presente resolución.

Artículo 3°. Declarar infundada la objeción parcial por error grave alegada por TGI en contra del dictamen que contiene las respuestas dadas por el perito Frank Lamberson a las preguntas 2, 3 y 4 del artículo 1° de la Resolución CREG 010 de 2012, de acuerdo con las consideraciones expuestas en la parte motiva de la presente resolución.

Artículo 4°. Declarar infundada la objeción por error grave alegada por TGI en contra del dictamen que contiene la respuesta dada por el perito Frank Hopf a la pregunta 1 del artículo 1° de la Resolución CREG 010 de 2012, de acuerdo con las consideraciones expuestas en la parte motiva de la presente resolución.

Artículo 5°. Modificar los artículos 3°, 4°, 5°, 7°, 9°, 10, 11 y 12 de la Resolución CREG 110 de 2011, los cuales quedarán así:

“Artículo 3°. *Inversión Existente*. Como inversión existente, IE_T, se reconocen US\$1.279.092.875 (dólares de diciembre 31 de 2009) para los gasoductos principales y US\$81.546.574 (dólares de diciembre 31 de 2009) para los gasoductos Ramales de acuerdo con la desagregación presentada en el Anexo 4 de esta resolución.

¹³⁹ Al respecto, ver por ejemplo, Sentencia de la Corte Constitucional C-583 de 1997.

¹⁴⁰ Consejo de Estado, Sección Tercera, Sentencia del 1° de abril de 2009, Expediente 32.800, M. P. Ruth Stella Correa Palacio.

Artículo 4°. *Programa de Nuevas Inversiones*. Para el programa de nuevas inversiones, PNI_T, se reconocen los siguientes valores, con la desagregación presentada en el Anexo 5 de esta resolución.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Sistema Principal	12.949.510	6.250.126	1.979.063	2.258.874	2.349.863

Nota: Cifras en US \$ de diciembre 31 de 2009.

Artículo 5°. *Inversiones en Aumento de Capacidad*. Como inversiones en aumento de capacidad, IAC_T, se reconocen los siguientes valores, con la desagregación presentada en el Anexo 6 de esta resolución.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Sistema Principal	163.832.572	62.995.991	11.142.937	0	0

Nota: Cifras en US \$ de diciembre 31 de 2009.

Parágrafo. Si en la Estación de Chía el transportador instala unidades de tecnología centrífuga, para el siguiente periodo tarifario, t+1, la Comisión ajustará el respectivo valor eficiente de inversión correspondiente a tecnología centrífuga, y por consiguiente los respectivos cargos regulados.

Artículo 7°. *Demandas Esperadas de Volumen y Capacidad*. La demanda esperada de volumen, DEV_T, y la demanda esperada de capacidad, DEC_T, que sirvieron de base para el cálculo de los cargos que aquí se aprueban, de conformidad con los criterios generales establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, son las presentadas en los Anexos 8.1 y 8.2 de esta resolución.

Artículo 9°. *Cargos Regulados de Referencia para la Remuneración de los Costos de Inversión*. Para remunerar los costos de inversión para el sistema de transporte definido en el artículo 1° de esta resolución, de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010, se aprueban las siguientes parejas de cargos regulados:

% [1]	Cifras a diciembre 31 de 2009														
	0	20	40	50	60	70	80	85	90	92	94	96	98	100	
Gasoducto															
Barranca - Sebastopol	CF	-	13.393	26.786	33.482	40.178	46.875	53.571	56.919	60.268	61.607	62.946	64.286	65.625	66.964
	CV	0.486	0.389	0.292	0.243	0.194	0.146	0.097	0.073	0.049	0.039	0.029	0.019	0.010	-
Sebastopol - Vasconia	CF	-	5.530	11.061	13.826	16.591	19.356	22.121	23.504	24.886	25.439	25.992	26.545	27.098	27.651
	CV	0.271	0.217	0.162	0.135	0.108	0.081	0.054	0.041	0.027	0.022	0.016	0.011	0.005	-
Vasconia - Mariquita	CF	-	12.758	25.516	31.895	38.273	44.652	51.031	54.221	57.410	58.686	59.962	61.238	62.513	63.789
	CV	0.308	0.247	0.185	0.154	0.123	0.093	0.062	0.046	0.031	0.025	0.019	0.012	0.006	-
Mariquita - Gualanday	CF	-	46.260	92.519	115.449	138.779	161.909	185.039	196.602	208.166	212.794	217.422	222.050	226.678	231.298
	CV	0.714	0.619	0.464	0.387	0.309	0.232	0.155	0.116	0.077	0.062	0.046	0.031	0.015	-
Gualanday - Neiva	CF	-	85.840	171.681	214.601	257.521	300.441	343.361	364.821	386.281	394.865	403.449	412.034	420.618	429.202
	CV	1.505	1.204	0.903	0.753	0.602	0.452	0.301	0.226	0.151	0.120	0.090	0.060	0.030	-
Montañuelo - Gualanday	CF	-	1.718.961	3.437.921	4.297.401	5.156.881	6.016.361	6.875.841	7.735.321	1.907.219	8.079.115	8.261.011	8.442.907	8.594.803	-
	CV	27.126	21.701	16.275	13.563	10.850	8.138	5.425	4.069	2.713	2.110	1.628	1.085	0.543	-
Vasconia - La Belleza	CF	-	19.472	38.944	48.883	58.822	68.761	77.892	87.023	87.630	89.571	91.512	93.452	95.393	97.333
	CV	0.465	0.372	0.279	0.232	0.186	0.139	0.092	0.070	0.046	0.037	0.028	0.019	0.009	-
La Belleza - Cogua	CF	-	11.044	22.088	27.610	33.132	38.654	44.176	46.937	49.698	50.802	51.906	53.010	54.114	55.218
	CV	0.242	0.194	0.145	0.121	0.097	0.073	0.048	0.036	0.024	0.019	0.015	0.010	0.005	-
Cusiana - Aplay	CF	-	38.316	76.632	95.790	114.947	134.105	153.263	162.842	172.421	176.253	180.084	183.916	187.748	191.579
	CV	0.625	0.500	0.375	0.313	0.250	0.188	0.125	0.094	0.063	0.050	0.038	0.025	0.013	-
Aplay - Usme	CF	-	26.638	53.276	66.595	79.914	93.233	106.552	113.211	119.871	122.530	125.189	127.848	130.507	133.166
	CV	0.419	0.335	0.251	0.209	0.167	0.126	0.084	0.063	0.042	0.033	0.025	0.017	0.008	-
Aplay - Villavicencio - Ocoa	CF	-	16.229	32.457	40.571	48.686	56.800	64.914	68.971	73.029	74.651	76.273	77.895	79.517	81.139
	CV	0.278	0.222	0.167	0.139	0.111	0.083	0.056	0.042	0.028	0.022	0.017	0.011	0.006	-
El Porvenir - La Belleza	CF	-	28.874	57.749	72.186	86.623	101.061	115.498	122.717	129.935	132.823	135.710	138.598	141.485	144.372
	CV	0.644	0.515	0.386	0.322	0.258	0.194	0.129	0.097	0.064	0.052	0.039	0.026	0.013	-
Cusiana - El Porvenir	CF	-	3.871	7.743	9.678	11.614	13.550	15.486	16.453	17.421	17.808	18.195	18.582	18.970	19.357
	CV	0.085	0.068	0.051	0.043	0.034	0.026	0.017	0.013	0.009	0.007	0.005	0.003	0.002	-
Gasoducto de La Sabana	CF	-	18.664	37.327	46.659	55.991	65.323	74.655	79.321	83.987	85.853	87.719	89.584	91.449	93.314
	CV	0.392	0.314	0.235	0.196	0.157	0.118	0.078	0.059	0.039	0.031	0.024	0.016	0.008	-
Morichal - Yopal	CF	-	6.915	13.830	17.287	20.744	24.202	27.659	29.888	31.117	31.808	32.500	33.191	33.882	34.574
	CV	0.109	0.087	0.065	0.054	0.043	0.032	0.022	0.016	0.011	0.009	0.007	0.004	0.002	-
Barranca - Barrancabermeja	CF	-	47.513	95.027	118.783	142.540	166.297	190.053	201.932	213.810	218.561	223.311	228.062	232.813	237.564
	CV	1.193	0.954	0.716	0.596	0.477	0.358	0.239	0.179	0.119	0.095	0.072	0.048	0.024	-
Mariquita - Pereira	CF	-	27.153	54.307	67.883	81.460	95.037	108.613	115.401	122.190	124.905	127.620	130.335	133.050	135.766
	CV	0.713	0.570	0.428	0.356	0.285	0.214	0.143	0.107	0.071	0.057	0.043	0.029	0.014	-
Pereira - Armenia	CF	-	9.542	19.084	23.855	28.626	33.397	38.168	40.553	42.938	43.893	44.847	45.801	46.755	47.710
	CV	0.266	0.213	0.159	0.133	0.106	0.080	0.053	0.040	0.027	0.021	0.016	0.011	0.005	-
Armenia - Cali	CF	-	21.931	43.863	54.828	65.794	76.760	87.726	93.208	98.690	100.884	103.078	105.271	107.464	109.657
	CV	0.640	0.512	0.384	0.320	0.256	0.192	0.128	0.096	0.064	0.051	0.038	0.026	0.013	-
Gasoducto Boyacá - Santander	CF	-	35.556	71.112	88.890	106.668	124.445	142.223	151.112	160.001	163.537	167.073	170.609	174.145	177.681
	CV	0.792	0.625	0.459	0.391	0.313	0.235	0.156	0.117	0.078	0.063	0.047	0.031	0.016	-

Estampilla ramales [2]	Cifras a diciembre 31 de 2009 por kpc/ha													
	0	20	40	50	60	70	80	85	90	92	94	96	98	100
CF	-	4.621	9.242	11.552	13.862	16.173	18.483	19.638	20.793	21.256	21.718	22.180	22.642	23.104
CV	0.106	0.085	0.063	0.053	0.042	0.032	0.021	0.016	0.011	0.008	0.006	0.004	0.002	-

C.F. = Cargo fijo expresado en US \$ de diciembre 31 de 2009 por kpc/ha.

C.V. = Cargo variable expresado en US \$ de diciembre 31 de 2009 por kpc.

[1] Porcentaje de la inversión remunerada con cargo fijo.

[2] Incluye ramales Sur de Bóllar.

Nota: Para la interpretación de esta Resolución las cifras decimales se separan con coma y las cifras de miles se separan con punto.

Parágrafo. Para establecer los cargos fijos y variables aplicables en un punto determinado, se suman los cargos fijos y variables por distancia de cada tramo con los cargos fijos y variables por estampilla establecidos por el Grupo de Gasoductos Ramales. Para el Gasoducto Morichal-Yopal no se suman los cargos fijos y variables por estampilla.

Artículo 10. *Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, AOM*. Por concepto de gastos de AOM para el sistema de transporte de TGI se reconocen los gastos presentados en el Anexo 9 de esta resolución.

Parágrafo. Si la Comisión adopta nuevos cargos regulados para el sistema de transporte de TGI antes de que los cargos que se adoptan en esta resolución hayan cumplido cinco (5) años de vigencia, los valores incluidos en la presente resolución como gastos de AOM para remunerar en cinco (5) años, y que TGI reportó como parte del programa de nuevas inversiones, se incluirán en los nuevos cargos de tal forma que se complete su remuneración en los cinco (5) años previstos en la presente resolución.

Artículo 11. Cargos Regulados para Remunerar los Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, AOM. Para remunerar los gastos de AOM del sistema de transporte definido en el artículo 1° de esta resolución, de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010, se aprueban los siguientes cargos regulados:

Gasoductos	C.F. AOM (Cifras a diciembre 31 de 2009)
Barranca - Sebastopol	96.724
Sebastopol - Vasconia	28.128
Vasconia - Mariquita	73.340
Mariquita - Gualanday	182.163
Gualanday - Neiva	428.979
Montañuelo - Gualanday	11.092.119
Vasconia - La Belleza	52.178
La Belleza - Cogua	36.640
Cusiana - Aplay	164.209
Aplay - Usme	231.506
Aplay - Villavicencio - Ocoa	68.819
El Porvenir - La Belleza	118.132
Cusiana - El Porvenir	8.108
Gasoducto de La Sabana	130.687
Morichal - Yopal	71.036
Ballena - Barrancabermeja	408.209
Mariquita - Pereira	248.791
Pereira - Armenia	84.924
Armenia - Cali	189.025
Gasoducto Boyacá - Santander	250.545
Estampilla ramales [1]	27.755

C.F. AOM = Cargo fijo expresado en Col. de diciembre 31 de 2009 por kpcd-año.

[1] Incluye ramales Sur de Bolívar.

Nota: Para la interpretación de esta Resolución las cifras decimales se separan con coma y las cifras de miles se separan con punto.

Artículo 12. Delta de Cargos. Para dar aplicación a lo establecido en el parágrafo 3° del artículo 15 de la Resolución CREG 126 de 2010, y de conformidad con las disposiciones del Anexo 6 de la misma resolución, se aprueban los siguientes delta de cargos:

% [1]	0	20	40	50	60	70	80	85	90	92	94	96	98	100
Proyecto IAC por tramo o grupo de gasoductos														
Cifras a diciembre 31 de 2009														
Mariquita - Gualanday (estación compresora Mariquita)	CF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CV AOM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CF AOM	-	-											

**Anexo 4
Inversión Existente (cont.)**

Tramos o grupos de gasoductos		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
USD de diciembre 31 de 2009						
Ramales Mariquita - Neiva		63.3	6.793.840	-	-	6.793.840
Héroles	1997	2	8,27	-	-	844.538
Guayabal	1997	2	0,17	-	-	182.270
Lerida	1997	2	4,3	-	-	689.698
Urbano	1997	2	20,91	-	-	1.134.750
Tierradentro	1997	2	0,67	-	-	161.744
La Sierra	1997	2	0,4	-	-	230.036
Arbalema	1997	2	18,78	-	-	861.153
Venadillo	1997	2	0,21	-	-	266.001
Alvarado	1997	2	5,92	-	-	193.065
Piedras	1997	2	3,65	-	-	477.091
Doña	1997	2	280,907	-	-	280.907
Bogotá	1997	2	199,228	-	-	199.228
Guano	1997	2	227.911	-	-	227.911
Saldaña	1997	2	427.437	-	-	427.437
Natagima	1997	2	238.070	-	-	238.070
Alpe	1997	2	215.767	-	-	215.767
Sirardot	1997	2	214.656	-	-	214.656
Purificación	1997	2	229.338	-	-	229.338
Ramales La Belleza - Cogua		94.8	6.564.433	-	-	6.564.433
Héroles	1997	2	1,25	-	-	229.732
Albania	1997	2	5,97	-	-	352.003
Tunungua	1997	2	1,7	-	-	212.711
Briceno	1997	2	0,9	-	-	185.923
Chiquiquira	1997	3	2,43	-	-	380.368
Caldas	1997	2	4,76	-	-	353.785
Simplica	1997	2	4,5	-	-	401.684
Saca	1997	2	4,01	-	-	362.581
Bijqueña	1997	2	3,23	-	-	284.933
Capellania	1997	2	0,93	-	-	177.481
Guatunoy	1997	2	1,45	-	-	200.282
Ubaté	1997	3	3,93	-	-	430.317
Sutatausa	1997	2	9,21	-	-	619.486
Cocorná	1997	2	1,29	-	-	189.218
Taca	1997	2	3,14	-	-	307.034
Memón	1997	3	4,44	-	-	454.336
Tramo La Belleza - Sucre Oriental [2]	1997	22	41,9	-	-	1.423.778
Ramales Vasconia - La Belleza		1.5	212.800	-	-	212.800
La Belleza	1997	2	1,52	-	-	212.800
Ramales Vasconia - Mariquita		29.1	3.409.402	-	-	3.409.402
Puerto Boyacá	1997	2	0,68	-	-	345.791
Puerto Salgar	1997	2	0,3	-	-	266.054
La Dorada	1997	2	8,5	-	-	397.076
Termoborata	1997	12	10,7	-	-	1.850.444
Victoria	1997	2	8,94	-	-	549.037
Ramales Montañuelo - Gualanday		0.8	212.616	-	-	212.616
San Luis	1997	2	0,783	-	-	212.616
Ramales Sebastopol - Vasconia		1.4	206.792	-	-	206.792
Puerto Servizo	1997	2	1,4	-	-	206.792
Ramales Barrancabermeja - Sebastopol		0.2	294.961	-	-	294.961
Puerto Parra	1997	2	0,15	-	-	294.961
Ramales Aplay - Vicio - Ocoa		18.7	2.469.403	-	-	2.469.403
Villavieciente	1995	6	4	-	-	181.881
Acacias	1995	3	14,7	-	-	2.188.812
Pompeya	1995	2	21,646	-	-	21.646
Otros Ramales en Casanare y Piedemonte	1995	2	77,064	-	-	77.064
Ramales Cusiana - Aplay		67.8	5.110.710	-	-	5.110.710
Aguazul	1995	2	29	-	-	2.183.517
Taurameña	1995	2	4,5	-	-	346.105
Montarrey	1995	2	1,7	-	-	271.327
Otros Ramales en Casanare y Piedemonte	1995	2	15,6	-	-	392.576
Comunal	1995	2	8,5	-	-	610.946
Bestrup	1995	2	8,5	-	-	1.027.170
Ramales Aplay - Usme		14.9	1.901.939	-	-	1.901.939
Guayabal	1995	2	0,8	-	-	166.624
Quetame - Puente Quetame	1995	2	3,3	-	-	386.190
Fosca	1995	2	3,1	-	-	346.803
Cáqueza	1995	2	4,5	-	-	496.079
Une	1995	2	0,1	-	-	127.196
Chiquaque	1995	2	3,1	-	-	379.076
Gasoductos Atiados		51.4	1.329.993	-	-	1.329.993
Ramal Galán - TFPBarranca	1994	6, 4	3	-	-	169.500
Ramal Yargües - Puente Sogamoso	1991	2,5	0,5	-	-	2.916
Ramal Yargües - Puerto Wilches	1991	2	2,8	-	-	3.150
Ramal Z. Ind. Cantagallo - Cantagallo	1992	6	0,8	-	-	15.376
Ramal Z. Ind. Cantagallo - San Pláido	1992	4	11,7	-	-	49.225
Ramal Galán - Casado - Vendo	1991	10	10,1	-	-	1.391
Ramal Carroguinilla Brisas de Bolívar	1995	2,8	0,8	-	-	891
Ramal a San Vicente de Chuzurí	2002	2,4	21,7	-	-	1.090.403

Fuentes: Resoluciones CREG 043 y 076 de 2002, Resolución CREG 125 de 2003 y análisis CREG

[1] Incluye Tramo Dina - Los Pinos

[2] Corresponde al tramo reemplazado por la variante Puente Guillermo - Sucre Oriental

**

El Presidente,

Federico Rengifo Vélez,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

Anexo 2. Programa de Nuevas Inversiones

El Anexo 5 de la Resolución CREG 110 de 2011 quedará así:

**"Anexo 5
Programa de Nuevas Inversiones**

Tramos o grupos de gasoductos		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
USD de diciembre 31 de 2009						
Total		12.949.510	6.250.126	1.979.063	2.258.874	2.349.863
Ballena - Barrancabermeja		-	215.729	75.823	151.157	159.962
Geotecnia		-	215.729	75.823	151.157	159.962
Barrancabermeja - Sebastopol		-	102.986	102.986	102.986	102.986
Geotecnia		-	102.986	102.986	102,986	102,986
Sebastopol - Vasconia		-	56.174	56.174	56.174	56.174
Geotecnia		-	56.174	56.174	56.174	56.174
Vasconia - Mariquita		4.871.242	115.157	115.157	115.157	115.157
Geotecnia		4.871.242	115.157	115.157	115.157	115.157
Variante Río Guarino		4.871.242	-	-	-	-
Vasconia - La Belleza		2.832.889	86.133	86.133	86.133	86.133

Tramos o grupos de gasoductos		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
USD de diciembre 31 de 2009						
Geotecnia		-	86.133	86.133	86.133	86.133
Variante Nazareth		2.832.889	-	-	-	-
La Belleza - El Porvenir		3.584.748	447.748	424.414	467.560	493.976
Geotecnia		298.401	447.748	424.414	467.560	493.976
Variante Yamunta		3.286.347	-	-	-	-
Pereira - Armenia		1.459.577	1.459.577	-	-	-
Ampliación capacidad estaciones de Eftgas		1.459.577	1.459.577	-	-	-
Armenia - Cali		-	1.723.546	-	-	-
Ampliación capacidad estaciones gases de Occidente		-	1.723.546	-	-	-
Mariquita - Gualanday		50.386	112.348	112.348	112.348	112.348
Geotecnia		50.386	112.348	112.348	112,348	112,348
Gualanday - Neiva		-	138.562	138.562	138.562	138.562
Geotecnia		-	138.562	138.562	138.562	138.562
Montañuelo - Gualanday		-	33.704	33.704	33.704	33.704
Geotecnia		-	33.704	33.704	33.704	33.704
Gasoducto ramales Boyacá - Santander		-	256.331	195.673	236.764	249.972
Geotecnia		-	256.331	195.673	236.764	249.972
La Belleza - Cogua		76.312	446.134	190.292	220.621	233.340
Geotecnia		76.312	446.134	190.292	220.621	233.340
Cusiana - Aplay		-	373.123	121.953	147.048	155.413
Geotecnia		-	373.123	121.953	147.048	155.413
Aplay - Usme		-	373.123	121.953	147.048	155.413
Geotecnia		-	373.123	121.953	147.048	155.413
Aplay - Villavieciente-Ocoa		-	82.916	27.101	32.677	34.536
Geotecnia		-	82.916	27.101	32.677	34.536
Cusiana - El Porvenir		-	49.750	47.157	51.951	54.886
Geotecnia		-	49.750	47.157	51.951	54.886
Gasoducto de La Sabana		74.356	98.326	68.485	86.585	91.477
Geotecnia		74.356	98.326	68.485	86.585	91.477
Gasoductos del sur de Bolívar		-	66.529	48.918	60.169	63.594
Geotecnia		-	66.529	48.918	60.169	63.594
Merichal - Yopal		-	12.230	12.230	12.230	12.230
Geotecnia		-	12.230	12.230	12.230	12.230

**

El Presidente,

Federico Rengifo Vélez,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

Anexo 3. Inversiones en Aumento de Capacidad

El Anexo 6 de la Resolución CREG 110 de 2011 quedará así:

**"Anexo 6
Inversiones en Aumento de Capacidad**

Tramos o grupos de gasoductos		Longitud (km)	Díámetro (pulg.)	Potencia (HP)	mes y año de entrada en operación	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
USD de diciembre 31 de 2009										
Total						163.832.572	62.995.991	11.142.937	-	-
Vasconia - La Belleza						27.909.170	-	-	-	-
Loop La Belleza - El Camello						27.909.170	-	-	-	-
La Belleza - El Porvenir						86.148.741	22.882.775	-	-	-
Loop Porvenir - Miraflores						31.624.960	22.882.775	-	-	-
Loop Miraflores - Samacá						43.876.070	-	-	-	-
Loop Santa Sofía - Puente Guillermo						10.647.711	-	-	-	-
Cusiana - El Porvenir						25.578.476	-	-	-	-
Loop Cusiana - El Porvenir						25.578.476	-	-	-	-
Mariquita - Gualanday						7.481.779	-	-	-	-
Estación Compresora Mariquita						7.481.779	-	-	-	-
Gasoducto de La Sabana						16.714.405	27.857.342	11.142.937	-	-
Estación Compresora Chía [1]						16.714.405	27.857.342	11.142.937	-	-
Grupo de gasoductos ramales						-	12.255.874	-	-	-
Loop Armenia						-				

Año	Mariquita - Pereira (BOM T)	Pereira - Armenia (BOM T)	Armenia - Cali (BOM T)	Ballena - Barrancabermeja (BOM T)	Boyacá - Santander (BOM T)	Mariquita - Gualanday	Gualanday - Neiva	Montañuelo - Gualanday
8	28.497.583	22.332.107	18.592.009	63.426.400	9.462.824	6.529.333	2.478.971	21.900
9	29.057.165	22.668.128	18.898.452	65.989.083	9.687.374	6.634.284	2.492.188	21.900
10	29.758.403	23.118.279	19.312.645	68.558.214	9.950.367	6.732.632	2.512.930	21.900
11	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	9.923.180	6.714.237	2.506.064	21.900
12	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	9.923.180	6.714.237	2.506.064	21.900
13	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	9.923.180	6.714.237	2.506.064	21.900
14	29.758.403	23.118.279	19.312.645	68.558.214	9.950.367	6.732.632	2.512.930	21.900
15	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	9.923.180	6.714.237	2.506.064	21.900
16	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	9.923.180	6.714.237	2.506.064	21.900
17	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	9.923.180	6.714.237	2.506.064	21.900
18	29.758.403	23.118.279	19.312.645	68.558.214	9.950.367	6.732.632	2.512.930	21.900
19	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	9.923.180	6.714.237	2.506.064	21.900
20	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	9.923.180	6.714.237	2.506.064	21.900
21	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	9.923.180	6.714.237	2.506.064	21.900
22	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	9.923.180	6.714.237	2.506.064	21.900
23	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	9.923.180	6.714.237	2.506.064	21.900
24	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	9.923.180	6.714.237	2.506.064	21.900
25	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	9.923.180	6.714.237	2.506.064	21.900
26	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	9.923.180	6.714.237	2.506.064	21.900
27	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	9.923.180	6.714.237	2.506.064	21.900
28	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	9.923.180	6.714.237	2.506.064	21.900
29	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	9.923.180	6.714.237	2.506.064	21.900
30	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	9.923.180	6.714.237	2.506.064	21.900

Anexo 8.1
Demanda Esperada de Volumen (kpc-año) [cont.]

Año	Mariquita - Pereira (no BOM T)	Pereira - Armenia (no BOM T)	Armenia - Cali (no BOM T)	Ballena - Barrancabermeja (no BOM T)	Cusiana - El Porvenir	El Porvenir - La Belleza	La Belleza - Coagua
1	27.646.828	22.324.698	19.222.398	50.947.501	73.170.646	72.418.706	38.363.238
2	27.245.150	21.777.214	18.410.301	46.080.128	75.796.858	74.958.986	41.596.440
3	27.004.903	21.531.138	18.056.511	52.941.094	77.493.771	76.574.630	43.684.032
4	26.966.500	21.355.459	17.776.593	56.763.524	79.889.002	78.927.324	45.730.352
5	27.031.469	21.422.084	17.787.765	58.707.736	82.370.692	81.394.695	47.961.727
6	27.681.479	21.921.740	18.211.076	58.914.863	85.977.520	84.989.062	50.440.407
7	28.178.864	22.228.197	18.617.849	60.305.713	88.245.086	87.249.471	52.416.489
8	28.497.583	22.332.107	18.592.009	63.426.400	89.706.469	88.708.384	54.482.569
9	29.057.165	22.668.128	18.898.452	65.989.083	92.171.327	91.173.242	56.647.086
10	29.758.403	23.118.279	19.312.645	68.558.214	95.308.651	94.307.831	59.067.323
11	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	95.048.245	94.050.159	58.905.937
12	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	95.048.245	94.050.159	58.905.937
13	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	95.048.245	94.050.159	58.905.937
14	29.758.403	23.118.279	19.312.645	68.558.214	95.308.651	94.307.831	59.067.323
15	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	95.048.245	94.050.159	58.905.937
16	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	95.048.245	94.050.159	58.905.937
17	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	95.048.245	94.050.159	58.905.937
18	29.758.403	23.118.279	19.312.645	68.558.214	95.308.651	94.307.831	59.067.323
19	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	95.048.245	94.050.159	58.905.937
20	29.677.096	23.055.114	19.259.879	68.370.896	95.048.245	94.050.159	58.905.937

Anexo 8.1
Demanda Esperada de Volumen (kpc-año) [cont.]

Año	Barrancabermeja - Sebastopol	Sebastopol - Vasconia	Vasconia - Mariquita	Vasconia - La Belleza	Cusiana - Apiay	Apiay - Usme	Apiay - Villavicencio - Ocoa
1	26.957.877	20.469.994	33.019.044	35.101.885	10.072.559	6.268.809	3.937.775
2	25.371.668	18.592.992	33.191.906	36.799.027	10.090.254	6.300.563	3.770.196
3	26.433.309	19.407.901	33.296.175	37.721.363	10.124.448	6.283.348	3.821.657
4	27.151.693	19.818.177	33.482.794	38.226.176	10.162.070	6.283.348	3.859.280
5	27.718.266	20.372.684	33.685.138	38.647.452	10.196.164	6.283.348	3.893.374
6	26.958.332	19.456.635	33.998.396	40.068.725	10.258.970	6.300.563	3.938.912
7	26.978.519	19.257.801	34.433.382	40.662.741	10.266.411	6.283.348	3.963.621
8	28.304.177	20.618.654	34.882.376	40.389.561	10.302.591	6.283.348	3.999.801
9	29.051.711	21.501.384	35.556.873	41.036.885	10.339.495	6.283.348	4.036.705
10	29.616.206	22.188.107	36.366.383	42.130.405	10.405.568	6.300.563	4.085.510
11	29.535.288	22.127.483	36.267.021	42.015.295	10.377.138	6.283.348	4.074.347
12	29.535.288	22.127.483	36.267.021	42.015.295	10.377.138	6.283.348	4.074.347
13	29.535.288	22.127.483	36.267.021	42.015.295	10.377.138	6.283.348	4.074.347
14	29.616.206	22.188.107	36.366.383	42.130.405	10.405.568	6.300.563	4.085.510
15	29.535.288	22.127.483	36.267.021	42.015.295	10.377.138	6.283.348	4.074.347
16	29.535.288	22.127.483	36.267.021	42.015.295	10.377.138	6.283.348	4.074.347
17	29.535.288	22.127.483	36.267.021	42.015.295	10.377.138	6.283.348	4.074.347
18	29.616.206	22.188.107	36.366.383	42.130.405	10.405.568	6.300.563	4.085.510
19	29.535.288	22.127.483	36.267.021	42.015.295	10.377.138	6.283.348	4.074.347
20	29.535.288	22.127.483	36.267.021	42.015.295	10.377.138	6.283.348	4.074.347

Anexo 8.1
Demanda Esperada de Volumen (kpc-año) [cont.]

Año	Gasoducto de La Sabana	Morichal - Yopal	Estampilla ramales (BOM T)	Estampilla ramales (no BOM T)
1	38.298.273	1.277.500	135.380.143	135.380.143
2	41.461.133	1.277.500	134.877.839	134.877.839
3	43.684.032	1.277.500	143.838.606	143.838.606
4	44.043.781	1.277.500	150.013.287	150.013.287
5	45.294.120	1.277.500	154.430.298	154.430.298
6	47.286.532	1.277.500	158.398.456	158.398.456
7	49.199.932	1.277.500	162.219.950	162.219.950
8	51.202.733	1.277.500	167.841.946	167.841.946
9	53.344.152	1.277.500	173.632.631	173.632.631
10	56.860.287	1.277.500	179.518.353	179.518.353
11	56.860.287	1.277.500	179.034.493	179.034.493
12	56.860.287	1.277.500	179.034.493	179.034.493
13	56.860.287	1.277.500	179.034.493	179.034.493
14	56.860.287	1.277.500	179.518.353	179.518.353
15	56.860.287	1.277.500	179.034.493	179.034.493
16	56.860.287	1.277.500	179.034.493	179.034.493
17	56.860.287	1.277.500	179.034.493	179.034.493
18	56.860.287	1.277.500	179.518.353	179.518.353
19	56.860.287	1.277.500	179.034.493	179.034.493
20	56.860.287	1.277.500	179.034.493	179.034.493
21			179.034.493	179.034.493
22			179.034.493	179.034.493
23			179.034.493	179.034.493
24			179.034.493	179.034.493
25			179.034.493	179.034.493
26			179.034.493	179.034.493
27			179.034.493	179.034.493
28			179.034.493	179.034.493
29			179.034.493	179.034.493
30			179.034.493	179.034.493

El Presidente,

Federico Rengifo Vélez,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

Anexo 5. Demanda Esperada de Capacidad
El Anexo 8.2 de la Resolución CREG 110 de 2011 quedará así:

“Anexo 8.2

Demanda Esperada de Capacidad (kpcd)

Año	Mariquita - Pereira (BOM T)	Pereira - Armenia (BOM T)	Armenia - Cali (BOM T)	Ballena - Barrancabermeja (BOM T)	Boyacá - Santander (BOM T)	Mariquita - Gualanday	Gualanday - Neiva	Montañuelo - Gualanday
1	134.224	118.298	107.727	246.003	27.032	18.298	13.989	44
2	149.409	131.277	119.913	250.513	36.480	19.122	9.684	48
3	141.119	122.642	110.962	251.027	39.269	19.068	8.652	50
4	139.994	120.990	109.037	248.141	39.606	19.179	8.401	53
5	114.295	97.182	85.793	248.451	39.606	19.668	8.570	55
6	124.823	104.650	92.241	251.937	31.530	18.722	7.386	58
7	123.766	104.051	92.565	249.022	28.665	18.509	7.005	60
8	124.265	103.054	90.972	250.129	28.074	18.696	7.047	60
9	116.608	92.225	76.569	252.039	28.163	18.918	7.091	60
10	116.988	92.301	76.483	252.557	28.680	19.158	7.137	60
11	106.458	82.435	66.657	252.557	28.680	19.158	7.137	60
12	106.458	82.435	66.657	252.557	28.680	19.158	7.137	60
13	106.458	82.435	66.657	252.557	28.680	19.158	7.137	60
14	106.458	82.435	66.657	252.557	28.680	19.158	7.137	

Anexo 8.2
Demanda Esperada de Capacidad (kpcd) [cont.]

Año	Mariquita - Pereira (no BOMT)	Pereira - Armenia (no BOMT)	Armenia - Cali (no BOMT)	Ballena - Barrancabermeja (no BOMT)	Cusiana - El Porvenir	El Porvenir - La Belleza	La Belleza - Cagua
1	134.224	118.298	107.727	246.003	268.905	266.105	138.904
2	149.409	131.277	119.913	250.513	322.655	321.923	171.572
3	141.119	122.642	110.962	251.027	312.487	312.187	171.665
4	139.994	120.990	109.037	248.141	323.399	323.099	179.836
5	114.295	97.182	85.793	248.451	339.023	338.723	188.796
6	124.823	104.650	92.241	251.937	338.468	338.168	198.420
7	123.766	104.051	92.565	249.022	341.219	340.919	200.589
8	124.265	103.054	90.972	250.129	345.832	345.532	200.443
9	116.608	92.225	76.569	252.039	339.177	336.633	200.265
10	116.988	92.301	76.483	252.557	337.476	337.176	199.962
11	106.458	82.435	66.657	252.557	337.328	334.528	218.690
12	106.458	82.435	66.657	252.557	337.328	334.528	218.553
13	106.458	82.435	66.657	252.557	337.328	334.528	218.410
14	106.458	82.435	66.657	252.557	337.328	334.528	201.621
15	106.458	82.435	66.657	252.557	337.328	334.528	199.962
16	106.458	82.435	66.657	252.557	337.328	334.528	199.962
17	106.458	82.435	66.657	252.557	337.328	334.528	199.962
18	106.458	82.435	66.657	252.557	337.328	334.528	199.962
19	106.458	82.435	66.657	252.557	337.328	334.528	199.962
20	106.458	82.435	66.657	252.557	337.328	334.528	199.962

Anexo 8.2
Demanda Esperada de Capacidad (kpcd) [cont.]

Año	Barrancabermeja - Sebastopol	Sebastopol - Vasconia	Vasconia - Mariquita	Vasconia - La Belleza	Cusiana - Apiay	Apiay - Usme	Apiay - Villavicencio - Ocoa
1	228.893	209.255	161.494	129.298	28.908	17.191	11.958
2	207.956	203.885	173.864	170.349	28.851	17.215	11.522
3	189.140	191.050	155.417	164.331	28.979	17.215	11.644
4	179.918	184.499	153.367	165.411	29.018	17.215	11.670
5	154.447	160.421	129.892	172.070	29.030	17.215	11.670
6	145.709	143.744	133.578	167.875	29.040	17.215	11.670
7	142.738	139.641	132.658	168.585	29.050	17.215	11.670
8	144.304	149.508	133.283	173.745	29.052	17.215	11.670
9	146.369	151.670	127.020	165.572	29.052	17.215	11.670
10	146.890	152.195	126.387	165.354	29.052	17.215	11.670
11	146.890	152.195	125.613	163.726	29.052	17.215	11.670
12	146.890	152.195	125.613	163.726	29.052	17.215	11.670
13	146.890	152.195	125.613	163.726	29.052	17.215	11.670
14	146.890	152.195	125.613	163.726	29.052	17.215	11.670
15	146.890	152.195	125.613	163.726	29.052	17.215	11.670
16	146.890	152.195	125.613	163.726	29.052	17.215	11.670
17	146.890	152.195	125.613	163.726	29.052	17.215	11.670
18	146.890	152.195	125.613	163.726	29.052	17.215	11.670
19	146.890	152.195	125.613	163.726	29.052	17.215	11.670
20	146.890	152.195	125.613	163.726	29.052	17.215	11.670

Anexo 8.2
Demanda Esperada de Capacidad (kpcd) [cont.]

Año	Gasoducto de La Sabana	Morichal - Yopal	Estampilla ramales (BOMT)	Estampilla ramales (no BOMT)
1	136.862		3.500	544.270
2	140.000		3.500	595.764
3	153.681		3.500	599.315
4	174.051		3.500	602.772
5	182.650		3.500	617.749
6	191.893		3.500	631.629
7	193.805		3.500	634.728
8	193.897		3.500	645.542
9	193.630		3.500	645.501
10	193.180		3.500	644.047
11	210.549		3.500	644.047
12	210.549		3.500	644.047
13	210.549		3.500	644.047
14	194.143		3.500	644.047
15	190.405		3.500	644.047
16	190.405		3.500	644.047

Año	Gasoducto de La Sabana	Morichal - Yopal	Estampilla ramales (BOMT)	Estampilla ramales (no BOMT)
17	190.405		3.500	644.047
18	190.405		3.500	644.047
19	190.405		3.500	644.047
20	190.405		3.500	644.047
21				644.047
22				644.047
23				644.047
24				644.047
25				644.047
26				644.047
27				644.047
28				644.047
29				644.047
30				644.047

El Presidente,

Federico Rengifo Vélez,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

Anexo 6. Gastos de AOM

El Anexo 9 de la Resolución CREG 110 de 2011 quedará así:

"Anexo 9
Gastos de AOM (Col. \$de diciembre 31 de 2009)

Año	Mariquita - Pereira (BOMT)	Pereira - Armenia (BOMT)	Armenia - Cali (BOMT)	Ballena - Barrancabermeja (BOMT)	Boyacá - Santander (BOMT)	Mariquita - Gualanday	Gualanday - Neiva	Montaño - Gualanday
1	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	8.230.176.728	2.999.337.666	3.800.003.270	869.201.420
2	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	8.230.176.728	2.999.337.666	3.800.003.270	582.191.528
3	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	8.230.176.728	5.314.295.018	3.800.003.270	582.191.528
4	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	8.971.720.246	2.999.337.666	3.800.003.270	582.191.528
5	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	8.230.176.728	3.956.037.306	4.979.932.826	582.191.528
6	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.740.920.736	2.695.762.320	3.358.969.311	742.674.348
7	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.740.920.736	2.695.762.320	3.358.969.311	455.664.456
8	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.740.920.736	5.010.719.672	3.358.969.311	455.664.456
9	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	8.482.464.253	2.695.762.320	3.358.969.311	455.664.456
10	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.740.920.736	2.695.762.320	3.358.969.311	455.664.456
11	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.740.920.736	2.695.762.320	3.358.969.311	742.674.348
12	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.740.920.736	2.695.762.320	3.358.969.311	455.664.456
13	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.740.920.736	5.010.719.672	3.358.969.311	455.664.456
14	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	8.482.464.253	2.695.762.320	3.358.969.311	455.664.456
15	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.740.920.736	3.652.461.960	4.538.898.867	455.664.456
16	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.740.920.736	2.695.762.320	3.358.969.311	742.674.348
17	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.740.920.736	2.695.762.320	3.358.969.311	455.664.456
18	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.740.920.736	5.010.719.672	3.358.969.311	455.664.456
19	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	8.482.464.253	2.695.762.320	3.358.969.311	455.664.456
20	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.740.920.736	3.652.461.960	4.538.898.867	742.674.348
21	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.526.324.573			
22	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.526.324.573			
23	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.526.324.573			
24	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.526.324.573			
25	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.526.324.573			
26	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.526.324.573			
27	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.526.324.573			
28	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.526.324.573			
29	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.526.324.573			
30	21.394.109.895	8.603.795.888	17.137.717.734	34.990.647.631	7.526.324.573			

Anexo 9
Gastos de AOM (Col. \$de diciembre 31 de 2009) [cont.]

Año	Mariquita - Pereira (no BOMT)	Pereira - Armenia (no BOMT)	Armenia - Cali (no BOMT)	Ballena - Barrancabermeja (no BOMT)	Cusiana - El Porvenir	El Porvenir - La Belleza	La Belleza - Cagua
1	8.499.451.318	393.457.695	457.547.248	58.255.083.426	2.352.125.583	26.659.111.139	7.669.661.527
2	8.428.218.999	395.168.956	462.004.183	60.858.139.291	2.943.782.933	37.768.375.656	6.666.396.768
3	11.556.750.390	396.391.286	465.187.708	66.946.838.022	2.689.569.787	40.288.318.501	6.666.396.768
4	9.410.038.308	396.391.286	465.187.708	69.091.770.182	2.689.569.787	45.361.742.204	6.666.396.768
5	9.911.591.618	396.391.286	465.187.708	65.511.328.116	2.689.569.787	37.979.767.063	6.666.396.768
6	10.642.534.603	340.105.432	345.218.250	65.744.473.578	2.513.732.973	37.490.051.398	7.273.028.368
7	9.999.239.300	340.105.432	345.218.250	78.844.851.118	2.784.791.871	38.972.935.840	6.269.763.609
8	10.844.553.173	340.105.432	345.218.250	70.082.078.641	2.513.732.973	39.798.602.837	6.269.763.609
9	10.297.447.603	340.105.432	345.218.250	69.628.038.117	2.513.732.973		

Año	Mariquita - Pereira (no BOMT)	Pereira - Armenia (no BOMT)	Armenia - Cali (no BOMT)	Ballena - Barrancabermeja (no BOMT)	Cusiana - El Porvenir	El Porvenir - La Belleza	La Belleza - Cogua
14	10.642.534.603	345.586.569	345.218.250	71.537.183.043	2.513.732.973	44.872.026.539	6.269.763.609
15	10.642.534.603	345.586.569	345.218.250	68.980.069.523	2.513.732.973	37.490.051.398	6.269.763.609
16	10.642.534.603	345.586.569	345.218.250	69.307.362.081	2.513.732.973	37.490.051.398	7.273.028.368
17	10.642.534.603	345.586.569	345.218.250	78.804.733.427	2.784.797.871	38.972.935.840	6.269.763.609
18	12.611.868.416	823.936.389	1.365.697.866	73.906.455.784	2.513.732.973	39.798.602.837	6.269.763.609
19	10.642.534.603	345.586.569	345.218.250	70.034.115.573	2.513.732.973	44.872.026.539	6.269.763.609
20	10.642.534.603	345.586.569	345.218.250	70.262.545.443	2.513.732.973	37.490.051.398	6.269.763.609

Anexo 9

Gastos de AOM (Col. \$de diciembre 31 de 2009) [cont.]

Año	Barrancabermeja - Sebastopol	Sebastopol - Vasconia	Vasconia - Mariquita	Vasconia - La Belleza	Cusiana - Apiay	Apiay - Usme	Apiay - Villavicencio - Ocoa
1	16.653.515.764	4.929.029.275	10.525.672.016	7.886.303.189	4.697.263.442	3.749.362.149	809.939.330
2	15.776.541.094	6.031.469.549	13.703.975.903	9.124.351.386	5.869.220.501	4.714.034.286	1.104.921.719
3	15.776.541.094	4.450.679.455	9.545.054.885	9.003.307.918	4.697.263.442	3.749.362.149	809.939.330
4	15.776.541.094	4.450.679.455	9.545.054.885	8.269.838.194	4.697.263.442	4.630.260.809	809.939.330
5	22.171.008.824	4.450.679.455	9.545.054.885	8.269.838.194	4.697.263.442	3.749.362.149	809.939.330
6	16.233.083.437	4.761.988.608	10.131.053.014	8.033.837.406	4.265.169.399	3.463.490.977	654.700.877
7	15.356.108.767	5.864.428.882	13.309.356.901	8.911.880.254	5.437.126.458	4.428.163.114	949.683.266
8	15.356.108.767	4.283.638.788	9.150.435.883	8.767.307.130	4.265.169.399	3.463.490.977	654.700.877
9	15.356.108.767	4.283.638.788	9.150.435.883	8.033.837.406	4.265.169.399	4.344.389.637	654.700.877
10	21.750.576.497	4.283.638.788	9.150.435.883	8.033.837.406	4.265.169.399	3.463.490.977	654.700.877
11	16.233.083.437	4.761.988.608	10.131.053.014	8.033.837.406	4.265.169.399	3.463.490.977	654.700.877
12	15.356.108.767	5.864.428.882	13.309.356.901	8.911.880.254	5.437.126.458	4.428.163.114	949.683.266
13	15.356.108.767	4.283.638.788	9.150.435.883	8.767.307.130	4.265.169.399	3.463.490.977	654.700.877
14	15.356.108.767	4.283.638.788	9.150.435.883	8.033.837.406	4.265.169.399	4.344.389.637	654.700.877
15	21.750.576.497	4.283.638.788	9.150.435.883	8.033.837.406	4.265.169.399	3.463.490.977	654.700.877
16	16.233.083.437	4.761.988.608	10.131.053.014	8.033.837.406	4.265.169.399	3.463.490.977	654.700.877
17	15.356.108.767	5.864.428.882	13.309.356.901	8.911.880.254	5.437.126.458	4.428.163.114	949.683.266
18	15.356.108.767	4.283.638.788	9.150.435.883	8.767.307.130	4.265.169.399	3.463.490.977	654.700.877
19	15.356.108.767	4.283.638.788	9.150.435.883	8.033.837.406	4.265.169.399	4.344.389.637	654.700.877
20	21.750.576.497	4.283.638.788	9.150.435.883	8.033.837.406	4.265.169.399	3.463.490.977	654.700.877

Anexo 9

Gastos de AOM (Col. \$de diciembre 31 de 2009) [cont.]

Año	Gasoducto de La Sabana	Morichal - Yopal	Estampilla ramales (BOMT)	Estampilla ramales (no BOMT)
1	19.809.314.328	240.361.480	13.020.364.592	3.134.167.528
2	20.541.137.171	344.003.941	13.020.364.592	4.153.858.197
3	21.596.840.952	240.361.480	13.020.364.592	4.153.858.197
4	25.789.613.002	240.361.480	13.020.364.592	4.153.858.197
5	23.294.094.903	240.361.480	13.020.364.592	4.153.858.197
6	23.068.196.510	207.791.483	13.020.364.592	4.150.858.197
7	23.074.396.785	311.433.944	13.020.364.592	4.150.858.197
8	23.711.251.806	207.791.483	13.020.364.592	4.150.858.197
9	25.569.914.883	207.791.483	13.020.364.592	4.150.858.197
10	23.074.396.785	207.791.483	13.020.364.592	4.150.858.197
11	23.074.396.785	207.791.483	13.020.364.592	4.150.858.197
12	23.074.396.785	311.433.944	13.020.364.592	4.150.858.197
13	23.711.251.806	207.791.483	13.020.364.592	4.150.858.197
14	25.569.914.883	207.791.483	13.020.364.592	4.150.858.197
15	23.074.396.785	207.791.483	13.020.364.592	4.150.858.197
16	23.074.396.785	207.791.483	13.020.364.592	4.150.858.197
17	23.074.396.785	311.433.944	13.020.364.592	4.150.858.197
18	23.711.251.806	207.791.483	13.020.364.592	4.150.858.197
19	25.569.914.883	207.791.483	13.020.364.592	4.150.858.197
20	23.074.396.785	207.791.483	13.020.364.592	4.150.858.197
21			13.020.364.592	
22			13.020.364.592	
23			13.020.364.592	
24			13.020.364.592	
25			13.020.364.592	
26			13.020.364.592	
27			13.020.364.592	
28			13.020.364.592	
29			13.020.364.592	
30			13.020.364.592	

El Presidente,

Federico Rengifo Vélez,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

Anexo 7. Valoración de inversiones en gasoductos por comparación

En este anexo se presentan los análisis realizados por la Comisión para valorar inversiones en gasoductos por comparación, con fundamento en lo establecido en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010. El resultado de estos análisis es un modelo de valoración que recoge las principales variables que determinan el costo de un gasoducto.

Aunque estos análisis, y el modelo de valoración resultante, surgieron por la necesidad de profundizar el mecanismo de valoración de gasoductos utilizado en los cargos adoptados mediante las resoluciones CREG 110, 115 y 117 de 2011, su aplicación es de carácter general para la valoración de gasoductos. Es decir, este modelo de valoración se puede aplicar a cualquier gasoducto para el que se conozcan los valores de las variables requeridas por el modelo.

A continuación se explican los detalles del análisis y el modelo resultante.

a) Selección de la muestra

Entre los criterios considerados para seleccionar el conjunto de ductos que serán utilizados para determinar la eficiencia de la inversión, a través de la comparación con otros ductos, se plantearon los siguientes:

i) Incluir ductos que hayan sido valorados bajo una metodología de remuneración en que se empleen criterios de eficiencia. En el futuro también se podrían incluir ductos valorados a través de los procesos de competencia a que hace referencia la Resolución CREG 126 de 2010;

ii) Incluir ductos construidos y en operación, cuya valoración se realizó durante el periodo tarifario regulado por la Resolución CREG 001 de 2000, o una fecha posterior. De esta manera se minimiza la posibilidad de incluir gasoductos construidos bajo tecnologías en desuso, que no sean comparables con las técnicas y costos recientes de construcción de gasoductos;

iii) Incluir ductos construidos en acero;

iv) Incluir ductos construidos con diámetros iguales o superiores a 3 pulgadas.

Para aplicar los anteriores criterios se identificaron los ductos valorados por la Comisión durante el periodo tarifario t-1. Al aplicar los anteriores criterios se seleccionaron los siguientes ductos:

Tabla 24. Muestra de ductos para valoración de inversiones por comparación

Tipo de ducto	Ducto	Resolución de Cargos	Valor aprobado (USD) [C]
Gasoducto	Chía-Cota	043 de 2002	\$3.397.682
Gasoducto	Cota-Calle 80	043 de 2002	\$3.931.136
Gasoducto	Calle 80-La Ramada	043 de 2002	\$3.634.901
Gasoducto	La Ramada-Funza-Mosquera	043 de 2002	\$2.260.731
Gasoducto	Briceño-Ceramista-Sopó	043 de 2002	\$1.140.601
Gasoducto	La Ramada-Río Bogotá	043 de 2002	\$440.561
Gasoducto	Cota-Suba	043 de 2002	\$443.705
Gasoducto	Mosquera-Madrid	043 de 2002	\$1.473.286
Gasoducto	Madrid-Facativá	043 de 2002	\$3.408.051
Gasoducto	Mosquera-Soacha	043 de 2002	\$4.895.127
Gasoducto	Leona-Tocancipá	043 de 2002	\$357.396
Gasoducto	Tocancipá-Gachancipá	043 de 2002	\$690.575
Gasoducto	Chía-Tabio	043 de 2002	\$2.055.957
Gasoducto	Tabio-Tenjo	043 de 2002	\$990.796
Gasoducto	Talanquera-Bojacá	043 de 2002	\$668.787
Gasoducto	Bojacá-Zipacón	043 de 2002	\$1.015.566
Gasoducto	Briceño-Leona	043 de 2002	\$957.259
Gasoducto	Juan de Acosta-Santa Verónica [A]	070 de 2003	\$2.046.248
Gasoducto	Bayunca-Pontezuela [B]	070 de 2003	\$1.215.158
Gasoducto	San Pablo	070 de 2003	\$822.433
Gasoducto	Ayapel	070 de 2003	\$2.598.261
Gasoducto	Caucasia	070 de 2003	\$2.132.014
Gasoducto	Variante Buenos Aires-Ibagué	113 de 2011	\$50.978
Gasoducto	Coínogás	053 de 2006	\$2.749.638
Propanoducto	Galán-Puerto Salgar	099 de 2010	\$74.882.023
Propanoducto	Puerto Salgar-Mansilla	099 de 2010	\$37.273.315
Poliducto	Galán-Bucaramanga	099 de 2010	\$30.409.417
Poliducto	Salgar-Cartago	099 de 2010	\$63.532.326
Poliducto	Cartago-Yumbo	099 de 2010	\$46.107.313
Gasoducto	Guando-Fusagasugá	041 de 2006	\$2.505.184
Gasoducto	Sardinata-Cúcuta	135 de 2009	\$7.902.244
Gasoducto	Cali-Popayán	139 de 2008	\$15.291.330
Gasoducto	Ariari	021 de 2006	\$4.269.881
Gasoducto	Barrancabermeja-Payoa	016 de 2001	\$11.171.644
Gasoducto	Gibraltar-Bucaramanga	142 de 2010	\$151.405.890

[A] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Baranoa-Juan de Acosta.

[B] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Bayunca.

[C] Dólares de la fecha base de la respectiva resolución.

Cabe anotar que dentro de los gasoductos identificados hay dos gasoductos que tienen un diámetro inferior a 3 pulgadas, y uno para el cual una porción está construida en polietileno. Según los criterios definidos estos gasoductos no se incluyen en la Tabla 24.

b) Criterios de comparación

A partir de lo establecido en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, de análisis realizados en la valoración de los cargos adoptados mediante las Resoluciones CREG 110, 115 y 117 de 2011, y de los dictámenes a cargo de los peritos Frank Gregory Lamberson y Frank Hopf, se definieron los siguientes criterios para incorporarlos dentro del método de comparación de los ductos seleccionados en la muestra.

1. Tipo de conexión
2. Clase de localidad
3. Cruces subfluviales
4. Cruces sísmicos
5. Terreno cultivado
6. Terreno extremo
7. Topografía
8. Tipo de suelo
9. Tipo de Vegetación
10. Técnicas de manejo del nivel freático
11. Uniones dobles
12. Economías de escala por diámetro
13. Economías de escala por longitud.

Mediante las Comunicaciones que se presentan en la Tabla 25 la Comisión solicitó información sobre los criterios de comparación, para cada uno de los gasoductos que conforman la muestra.

Tabla 25. Solicitudes de información de los criterios de comparación para los ductos de la muestra

Empresa	Radicado CREG solicitud información	Fecha solicitud
TGI S.A. E.S.P.	S-2011-005299	24/nov/2011
	S-2011-005395	12/dic/2011
	S-2011-005878	22/dic/2011
	S-2012-000244	27/ene/2012
	S-2012-000719	28/feb/2012
	S-2012-002319	5/jun/2012
	S-2012-002352	6/jun/2012
	S-2012-002957	16/jul/2012
	S-2012-002984	16/jul/2012
	S-2012-003140	30/jul/2012
Promigás S.A. E.S.P.	S-2011-005298	24/nov/2011
	S-2011-005396	20/dic/2011
	S-2012-000149	20/ene/2012
	S-2012-000667	27/feb/2012
	S-2012-001209	14/mar/2012
	S-2012-002331	7/jun/2012
	S-2012-002989	16/jul/2012
S-2012-003193	2/ago/2012	
Coinogás S.A. E.S.P.	S-2011-005289	25/nov/2011
	S-2011-005394	13/dic/2011
	S-2012-000150	20/ene/2012
	S-2012-002354	6/jun/2012
	S-2012-002985	16/jul/2012
S-2012-003139	30/jul/2012	
Progasur S.A. E.S.P.	S-2011-005830	22/dic/2011
	S-2012-000239	30/ene/2012
	S-2012-001162	9/mar/2012
	S-2012-002332	7/jun/2012
	S-2012-002988	16/jun/2012
S-2012-003194	2/ago/2012	
Transoriente S.A. E.S.P.	S-2011-005877	22/dic/2011
	S-2012-000238	30/ene/2012
	S-2012-001157	13/mar/2012
	S-2012-002320	5/jun/2012
	S-2012-002956	16/jul/2012
Ecopetrol	S-2012-000260	30/ene/2012
	S-2012-000651	27/feb/2012
	S-2012-002355	6/jun/2012
	S-2012-003973	4/sep/2012
Transgastol S.A. E.S.P.	S-2012-000245	27/ene/2012
	S-2012-002353	6/jun/2012
	S-2012-002987	16/jul/2012

A continuación se explica en qué consiste cada uno de los criterios mencionados, los resultados de los dictámenes periciales en relación con los mismos y la forma en que deben aplicarse los resultados para cuantificar la diferencia en costos de construcción entre gasoductos con distintas características.

Tipo de conexión

Este criterio considera que existen diferentes tipos de conexión para los ductos, que se pueden diferenciar en costos de acuerdo con las características y componentes de la conexión. De acuerdo con el dictamen pericial realizado por Frank Hopf para identificar los factores que diferencian los distintos empalmes de infraestructura de transporte, y teniendo en cuenta los factores para cuantificar las diferencias en costos para cada tipo de empalme, cualquier conexión se puede dar como resultado de los siguientes elementos:

- a) Corte en frío (*cold cut*)
- b) Corte con tapping machine (*hot tap*)
- c) Uso de tapón doble (*double stopple*)
- d) Uso de tapón doble y *by pass* (*double stopple and by pass*)

Mediante el Radicado CREG E-2012-007508 del día 8 de agosto de 2012 el perito Frank Hopf presentó los costos en dólares de diciembre de 2009 para cada uno de los elementos que constituyen la conexión de un ducto con diámetros entre 4, 5 y 42 pulgadas.

Una vez se conoció el número de conexiones y los elementos que las constituirían se procedió a valorarlas de acuerdo con las cifras aportadas en el dictamen pericial realizado por Frank Hopf. De esto se obtuvo por cada ducto un valor en dólares correspondiente al costo asociado a las conexiones.

Clase de localidad

A mayor densidad poblacional del área atravesada por un ducto se requieren mayores especificaciones técnicas en el diseño y construcción en pro de contar con mayor seguridad tanto en el suministro como para el entorno del derecho de vía del gasoducto. De acuerdo con el primer informe entregado por el perito Frank Gregory Lamberson en relación con este tema (Radicado CREG E-2012-003791 del día 3 de mayo de 2012), los futuros cambios de localidad por incremento de la densidad poblacional deben ser considerados en el diseño y los requerimientos de prueba de los ductos.

Este criterio se clasifica en cuatro tipos de localidad, así:

a) El área conocida como clase de localidad 1 corresponde al caso base, un área costa afuera, o cualquier área que tiene 10 o menos edificios destinados a ocupación humana, en un área terrestre conocida como Unidad de Clasificación de Localización, UCL, que corresponde a una extensión de área de 200 metros a cada lado de la línea central de cualquier longitud continua de 1,6 km de tubería;

b) Una clase de localidad tipo 2 corresponde a cualquier UCL que tiene más de 10 pero menos de 46 edificios destinados a ocupación humana;

c) La clase de localidad 3 corresponde a: i) cualquier UCL que tiene más de 46 edificios destinados a ocupación humana; o ii) un área donde la tubería se encuentre a 90 metros de cualquier edificio o zona exterior bien definida (tal como un parque infantil, área de recreación, teatro exterior o cualquier otro lugar de reunión pública) que esté ocupado por 20 o más personas por lo menos 5 días a la semana durante 10 semanas en cualquier período de 12 meses de duración (los días y semanas no han de ser necesariamente consecutivos);

d) La clase de localidad 4 corresponde a cualquier UCL en donde prevalecen los edificios con cuatro o más pisos sobre el suelo. Adicionalmente, el perito Frank Gregory Lamberson identificó, como parte del dictamen pericial en el que indica cuáles son las variables diferentes del precio del acero, costo de mano de obra, longitud, diámetro, topografía, derechos de vías y clase de localidad (*class location*) que más inciden en el costo total de construcción de un gasoducto de transporte, que existen áreas congestionadas de ciudad, que requiere de un equipo independiente para realizar el trabajo.

El trabajo de las áreas congestionadas presenta consideraciones de seguridad que son mucho más exigentes desde el punto de vista de los peatones y el tráfico, por lo tanto normalmente las excavaciones abiertas se cierran al final de cada día o son aseguradas con barricadas. Las instalaciones subterráneas se encuentran frecuentemente con tiempos lentos de instalación.

Mediante la Comunicación E-2012-006598, el perito Lamberson aclaró que el multiplicador proporcionado para cuantificar las diferencias en costos de construcción en áreas congestionadas incluye los impactos de la clase de localidad 4. En otras palabras que los multiplicadores del área congestionada y de la clase de localidad 4 no deberían sumarse.

En los Radicados CREG E-2012-003791 del día 3 de mayo de 2012, E-2012-006598 del día 16 de julio de 2012, y E-2012-008819 del 14 de septiembre de 2012, el perito Frank Gregory Lamberson presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en relación con las diferencias en costos entre las distintas clases de localidad (*class location*) según las definiciones establecidas en normas técnicas aceptadas internacionalmente.

Las diferencias en costo respecto al caso base, que corresponde a la clase de localidad 1, se pueden expresar como un multiplicador mayor a 1 que se aumenta a medida que se incrementa la clase de localidad, lo que lleva a que refleje los mayores costos de construcción de un gasoducto. Estas diferencias en costo entre las distintas clases de localidad fueron presentadas para gasoductos con diámetros entre 4 y 36 pulgadas.

Una vez se conoció el número de kilómetros por clase de localidad para cada ducto de la muestra se procedió a normalizar¹⁴¹ el valor aprobado en dólares para cada uno de acuerdo con la proporción de los tipos de localidad 2, 3 y 4, las áreas congestionadas y los multiplicadores que reflejan la diferencia en costos entre diferentes tipos de localidad, de tal manera que el ducto fuera equivalente a uno construido 100% en un área con localidad tipo 1.

En la Tabla 26 se presentan los multiplicadores para los costos de construcción de las distintas clases de localidad, resultantes del dictamen pericial realizado por Frank Gregory Lamberson.

Tabla 26. Multiplicadores por clase de localidad

Diámetro	I	II	III	IV	Congestionada
4	1	1,027	1,027	1,627	2,75
6	1	1,022	1,200	1,231	2,75
8	1	1,035	1,190	1,221	2,75
10	1	1,026	1,193	1,255	2,75
12	1	1,061	1,186	1,335	2,75
16	1	1,086	1,287	1,396	2,75
18	1	1,094	1,294	1,414	2,75
20	1	1,099	1,338	1,496	2,75
24	1	1,097	1,377	1,598	2,75
30	1	1,140	1,386	1,647	2,75
36	1	1,214	1,532	1,792	2,75

¹⁴¹ Debe entenderse como tipificar, esto es ajustar a un tipo o norma, según la Real Academia Española.

Cruces subfluviales

En ocasiones, en el trazado de un ducto es necesario atravesar diversas fuentes de agua como ríos y quebradas, o tierras pantanosas, que implican la utilización de técnicas de construcción especiales para realizar cruces subfluviales, los cuales abarcan cruces húmedos con zanjas, perforaciones horizontales dirigidas y cruces aéreos.

Mediante los Radicados CREG E-2012-003859 y E-2012-004032 del 4 y 9 de mayo de 2012, respectivamente; E-2012-006009 del 27 de junio de 2012, E2012006179, E-2012-006192 y E-2012-006598 del 4 y 16 de julio de 2012, y E-2012-008819 del 14 de septiembre de 2012, el perito Frank Gregory Lamberson presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que se indica que los cruces subfluviales hacen parte de las variables diferentes del precio del acero, costo de mano de obra, longitud, diámetro, topografía, derechos de vías y clase de localidad que más inciden en el costo total de construcción de un gasoducto de transporte.

Las diferencias en los costos por la utilización de las mencionadas técnicas de construcción para realizar cruces subfluviales se pueden expresar como un multiplicador mayor a 1, dependiendo de la técnica utilizada, lo que lleva a que refleje los mayores costos de construcción de un gasoducto con estas características.

Una vez se conoció el número de kilómetros construidos en cada tipo de cruce subfluvial para cada uno de los ductos de la muestra se procedió a normalizar el valor aprobado en dólares de acuerdo con la proporción, respecto de la longitud total del ducto, de los kilómetros construidos con las técnicas de cruce subfluvial y los multiplicadores que reflejan los mayores costos de construcción de un gasoducto bajo estas características, de tal manera que el ducto fuera equivalente a uno construido sin utilizar técnicas de cruce subfluvial.

En la Tabla 27 se presentan los multiplicadores para las distintas técnicas de cruce subfluvial resultantes del dictamen pericial realizado por Frank Gregory Lamberson.

Tabla 27. Multiplicadores para cruces subfluviales

Húmedos con zanjas	Perforaciones horizontales dirigidas	Cruces aéreos
1,722	2,486	1,282

Cruces sísmicos

Algunos gasoductos cruzan zonas con fallas geológicas que requieren condiciones especiales de construcción, esto es mayores especificaciones que incrementan el costo de construcción de un gasoducto. Estas especificaciones se conocen como configuración de zanja trapezoidal y en soldadura para "X-70 pipe x .500" pipe".

Mediante los Radicados CREG E-2012-003859 y E-2012-004032 del 4 y 9 de mayo de 2012, E-2012-006009 del 27 de junio de 2012, E2012006179, E-2012-006192 y E-2012-006598 del 4 y 16 de julio de 2012, y E-2012-008819 del 14 de septiembre de 2012, el perito Frank Gregory Lamberson presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que se indica que los cruces sísmicos hacen parte de las variables diferentes del precio del acero, costo de mano de obra, longitud, diámetro, topografía, derechos de vías y clase de localidad que más inciden en el costo total de construcción de un gasoducto de transporte.

Las diferencias en costos por la construcción de cruces sísmicos se pueden expresar, de acuerdo con el perito, como un multiplicador igual a 1,44 que significa que un gasoducto construido con estas especificaciones es 44% más costoso que uno construido sin cumplir con tales especificaciones.

Una vez se conoció el número de kilómetros construidos con especificaciones de cruce sísmico para cada uno de los ductos de la muestra se procedió a normalizar el valor aprobado en dólares de acuerdo con la proporción, respecto de la longitud total del ducto, de los kilómetros construidos con especificaciones de cruce sísmico y el multiplicador que refleja los mayores costos de construcción de un gasoducto bajo estas características, de tal manera que el ducto fuera equivalente a uno construido sin utilizar técnicas de cruce sísmico.

Terreno cultivado

Algunos gasoductos cruzan terrenos cultivados que impactan la construcción de tuberías ya que se requiere la utilización de equipos y técnicas especiales para el manejo del riego, por ejemplo la utilización de baldosas de drenaje.

Mediante los radicados CREG E2012006179 y E-2012-006598 de los días 4 y 16 de julio de 2012, el perito Frank Gregory Lamberson presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que indica que la construcción en terreno cultivado hace parte de las variables diferentes del precio del acero, costo de mano de obra, longitud, diámetro, topografía, derechos de vías y clase de localidad que más inciden en el costo total de construcción de un gasoducto de transporte.

Las diferencias en costos por la utilización de técnicas de construcción en terrenos cultivados se pueden expresar, de acuerdo con el perito, como un multiplicador igual a 1,1342 que significa que un gasoducto construido en terreno cultivado es 13,42% más costoso.

Una vez se conoció el número de kilómetros construidos en terreno cultivado para cada uno de los ductos de la muestra se procedió a normalizar el valor aprobado en dólares de acuerdo con la proporción, respecto de la longitud total del ducto, de los kilómetros construidos en terreno cultivado y el multiplicador que refleja los mayores costos de construcción de un gasoducto bajo estas características, de tal manera que el ducto fuera equivalente a uno construido sin utilizar técnicas para terreno cultivado.

Terreno extremo

Se refiere a un terreno con pendientes iguales o superiores a 30%, y donde el equipo tradicionalmente utilizado en la construcción no puede funcionar normalmente. Esto a menudo requiere el uso de técnicas de tuberías y equipos especiales; la utilización de cables/tornos de anclado; el uso de helicópteros para la entrega del personal, material y a menudo de equipo.

Mediante los Radicados CREG E2012006179 y E-2012-006598 del 4 y 16 de julio de 2012 el perito Frank Gregory Lamberson presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que indica que el terreno extremo hace parte

de las variables diferentes del precio del acero, costo de mano de obra, longitud, diámetro, topografía, derechos de vías y clase de localidad que más inciden en el costo total de construcción de un gasoducto de transporte.

Las diferencias en costos por la utilización de técnicas de construcción en terreno extremo se pueden expresar, de acuerdo con el perito, como un multiplicador igual a 3,043 que significa que un gasoducto construido en terreno extremo es 204,3% más costoso.

Una vez se conoció el número de kilómetros construidos en terreno extremo para cada uno de los ductos de la muestra se procedió a normalizar el valor aprobado en dólares de acuerdo con la proporción, respecto de la longitud total del ducto, de los kilómetros construidos en terreno extremo y el multiplicador que refleja los mayores costos de construcción de un gasoducto bajo estas características, de tal manera que el ducto fuera equivalente a uno construido sin utilizar técnicas para terreno extremo.

Topografía

En el modelo utilizado para valorar gasoductos incluidos en las Resoluciones CREG 110, 115 y 117 de 2011 se adoptó un ajuste lineal para representar la relación entre la inclinación promedio del trazado de un gasoducto y el costo indexado y expresado en dólares/m-pulgada.

Lo anterior llevó a dar gran representatividad a la inclinación como variable explicativa de los costos de construcción de un gasoducto. En contraste, la Comisión encontró los documentos relacionados en la Tabla 5, que corresponden a artículos de investigación o documentos de otras comisiones de regulación, en los cuales se establece el costo de construcción de gasoductos a partir de dos variables principales, a saber, el diámetro y la longitud del ducto:

Tabla 28. Modelos de estimación de costos de construcción de gasoductos

Título	Autor-Año	Modelos costos de construcción gasoductos
Using natural gas transmission pipeline costs to estimate hydrogen pipeline costs	Nathan Parker (2004)	$Capex (Longitud, \phi) = [674\phi^2 + 11.754\phi + 234.085] \times Longitud + 405.000$
Eficiencia económica para el servicio de transporte gas natural. Documento de consulta DC/01/DGT/2012 [A]	Comisión Reguladora de Energía (CRE). México. (2012)	$Capex (Longitud, CSA(\phi)) = e^{11.38} \times Longitud^{0.6494} \times CSA(\phi)^{0.5753}$
Eficiencia económica para el servicio de transporte gas natural. Documento de consulta DC/01/DGT/2012 [B]	Comisión Reguladora de Energía (CRE). México. (2012)	$Capex (Longitud, \phi) = e^{a_i} + longitud^{b_i}$ con $i = \text{diámetro}$
Historical pipeline construction cost analysis.	Zhenhua Rui; Paul A. Metz; Doug B. Reynolds; Gang Chen; Xiyu Zhou. (2011)	$Capex (Longitud, CSA(\phi)) = e^{7.425} \times CSA(\phi)^{0.491} \times Longitud^{0.81}$
A cost function for the natural gas transmission industry	Yepez (2003)	$Capex (\phi, \tau) = 37563,56 \times \phi^{0.881} \times \tau^{0.559}$

[A] Modelo construido con información de gasoductos mexicanos.

[B] Modelo construido con información de Oil&Gas Journal para el periodo 1980-2006.

La razón para que los anteriores modelos no incorporen la pendiente como una variable explicativa del costo puede estar dada por la falta de información sobre el perfil de los gasoductos y la pendiente por cada kilómetro. Los documentos indicados no precisan este aspecto.

Si bien como resultado del dictamen pericial realizado por Frank Gregory Lamberson para indicar qué variables diferentes del precio del acero, costo de mano de obra, longitud, diámetro, topografía, derechos de vía y clase de localidad (*class location*) son las que más inciden en el costo total de construcción de un gasoducto de transporte, no se mencionó la inclinación del terreno, es conveniente incorporar la topografía dentro del análisis dado que: i) los transportadores de gas natural han mencionado en diferentes escenarios que la pendiente incrementa los costos de construcción de un gasoducto solamente cuando esta tiene una inclinación que supera a la de terrenos tipo A de acuerdo a la *metodología*; y ii) en el criterio de Terreno Extremo ya se está incorporando el efecto de la inclinación del terreno para pendientes superiores al 30%.

Por lo anterior se adoptó un multiplicador adicional al terreno extremo asociado a la topografía del trazado del gasoducto. Este multiplicador es una función lineal entre 1 y 3,043, para pendientes entre 5% y 30%. Para valores superiores a 30% se mantiene en 3,043, y para pendientes inferiores a 5% se mantiene en 1, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$Capex_{\text{Terreno Extremo}} = [Capex_{\text{Terreno Normal}} \times (1 + 0.043 \times (P - 5))] \times M_{\text{Terreno Extremo}}$$

Ecuación 1.

Se consideran únicamente perfiles con pendientes superiores al 5% en atención a lo establecido en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010. Este anexo establece que el terreno tipo A corresponde a aquel con pendientes inferiores al 5%. El hecho de que en este tipo de terreno se consideren las menores pendientes permite que pueda definirse como el tipo de terreno base en la construcción de ductos.

Una vez se estimó la pendiente kilómetro a kilómetro para cada uno de los ductos de la muestra se procedió a normalizar el valor aprobado en dólares de acuerdo con la proporción, respecto de la longitud total del ducto, de los kilómetros construidos en terreno con pendiente mayor al 5% y el multiplicador que refleja los mayores costos de construcción

de un ducto bajo estas características, de tal manera que el ducto fuera equivalente a uno construido en un terreno tipo A.

Es conveniente indicar en relación con este criterio que los terrenos con inclinaciones mayores al 30% se consideraron cuando la proporción de los mismos era mayor a la reportada para el criterio de Terreno Extremo, tomando como proporción definitiva la diferencia entre las dos proporciones reportadas.

Tipo de suelo

De acuerdo con el informe del perito Frank Gregory Lamberson en el que cuantifica la incidencia promedio en el costo total de un ducto en función de cambios en el tipo de suelo, la construcción depende de las condiciones del terreno sobre el cual se va a construir. En este sentido es diferente construir un gasoducto en suelo arcilloso (caso base) que construirlo en suelo arenoso o rocoso. Estos últimos implican la utilización de técnicas especializadas de construcción que incrementa el costo de construcción del ducto.

Mediante los Radicados CREG E2012004064 del 10 de mayo de 2012, E2012-006009 del 27 de junio de 2012, E2012006179, E-2012-006192 y E-2012-006598 del 4 y 16 de julio de 2012, y E-2012-008819 del 14 de septiembre de 2012, el perito Frank Gregory Lamberson presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que cuantificó la incidencia promedio en el costo total de un ducto en función de cambios en el tipo de suelo.

Las diferencias en costos por la construcción en suelos arenosos o rocosos se pueden expresar, de acuerdo con el perito Lamberson, como multiplicadores iguales a 1,3 y 1,71 respectivamente, que reflejan que construir ductos sobre estos tipos de suelos es 30% y 71% más costoso que si se realizara sobre suelo arcilloso.

Una vez se conoció el número de kilómetros construidos en cada tipo de suelo para cada uno de los ductos de la muestra se procedió a normalizar el valor aprobado en dólares de acuerdo con la proporción, respecto de la longitud total del ducto, de los kilómetros construidos en suelos arenoso y rocoso, y el multiplicador que refleja los mayores costos de construcción bajo estas características, de tal manera que el ducto fuera equivalente a uno construido en suelo arcilloso.

Tipo de vegetación

De manera similar al tipo de suelo, el tipo de vegetación afecta la construcción de ductos, dado que para ciertos ambientes se pueden requerir técnicas de preparación del terreno que requieren mayor trabajo. Por ejemplo, construir en selva subtropical puede implicar la remoción de árboles y maleza que no se requeriría en un desierto. Como esta situación hay otras tantas que diferencian la construcción en un tipo de vegetación frente a la construcción en otro, de ahí que se encuentren multiplicadores que van desde 0,99 hasta 2,18, es decir un 1% más económico hasta 118% más costoso.

Mediante los Radicados CREG E2012004064 del 10 de mayo de 2012, E2012-006009 del 27 de junio de 2012, E2012006179, E-2012-006192 y E-2012-006598 del 4 y 16 de julio de 2012, y E-2012-008819 del 14 de septiembre de 2012, el perito Frank Gregory Lamberson presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que cuantificó la incidencia promedio en el costo total de un gasoducto en función de cambios en el tipo de vegetación.

En la comunicación con Radicado CREG E-2012-006598 del 16 de julio de 2012, el perito Frank Gregory Lamberson aclaró que la variable 7 del dictamen pericial en el que indica otras variables diferentes del precio del acero, costo de mano de obra, longitud, diámetro, topografía, derechos de vías y clase de localidad que más inciden en el costo total de construcción de un gasoducto de transporte, es la misma variable denominada 2b en el dictamen pericial en el que cuantificó la incidencia promedio en el costo total en función de cambios en el tipo de vegetación.

De acuerdo con lo anterior la variable 7, denominada remoción de árboles y maleza pesados, se utiliza exclusivamente en el tipo de vegetación bosque templado latifoliado, que requiere la remoción y eliminación de maleza, madera y raíces de árboles. Por esta razón solo se solicitó información sobre el tipo de vegetación de los trazados de los ductos.

Una vez se conoció el número de kilómetros construidos en cada tipo de vegetación para cada uno de los ductos de la muestra se procedió a normalizar el valor aprobado en dólares de acuerdo con la proporción, respecto de la longitud total del ducto, de los kilómetros construidos en un tipo de vegetación diferente al desierto árido y a la estepa seca, y el multiplicador que refleja los mayores costos de construcción en otro tipo de vegetación.

En la Tabla 29 se presentan los multiplicadores para los distintos tipos de vegetación resultantes del dictamen pericial realizado por Frank Gregory Lamberson, y los indicadores normalizados, bajo el supuesto de que el más bajo es la norma, es decir es igual a 1.

Tabla 29. Multiplicadores para tipos de vegetación

Indicador	Tundra	Bosque Templado	Selva Subtropical	Desierto Árido	Estepa Seca	Sabana	Selva Tropical	Tundra Alpina
Lamberson	2,092	1,258	1,719	0,991	0,991	1,053	2,18	1,424
Normalizado	2,111	1,269	1,735	1,000	1,000	1,063	2,200	1,437

Técnicas de manejo del nivel freático

Otro aspecto que argumentan los transportadores impacta directamente en la construcción de gasoductos es el manejo del nivel freático¹⁴². En el caso de niveles freáticos altos el agua subterránea está cerca a la superficie y hay que aplicar técnicas especiales para garantizar la integridad del ducto. El perito Frank Gregory Lamberson identificó tres tipos de técnicas conocidas como i) sumideros y zanjas; ii) sistema de aspiración; y iii) ataguías. Los multiplicadores de cada una de estas técnicas es mayor que uno dado que implican un mayor costo respecto de aquellos gasoductos que no requieren ninguna técnica de manejo del nivel freático en su construcción.

Mediante los Radicados CREG E2012004064 del 10 de mayo de 2012, E2012-006009 del 27 de junio de 2012, E2012006179, E-2012-006192 y E-2012-006598 del 4 y 16 de julio de 2012, y E-2012-008819 del 14 de septiembre de 2012, el perito Frank Gregory Lamberson presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que cuantificó la incidencia promedio en el costo total de un gasoducto en función de cambios en las técnicas de manejo del nivel freático.

Las diferencias en costos por la utilización de técnicas de manejo del nivel freático se pueden expresar como un multiplicador mayor a 1, dependiendo de la técnica utilizada, lo que lleva a que refleje los mayores costos de construcción de un gasoducto con la utilización de estas técnicas.

Una vez se conoció el número de kilómetros construidos bajo técnicas de manejo del nivel freático para cada uno de los ductos de la muestra se procedió a normalizar el valor aprobado en dólares de acuerdo con la proporción, respecto de la longitud total del ducto, de los kilómetros construidos con las técnicas de manejo del nivel freático y los multiplicadores que reflejan los mayores costos de construcción de un gasoducto bajo estas características, de tal manera que el ducto fuera equivalente a uno construido sin utilizar técnicas de manejo del nivel freático.

En la Tabla 30 se presentan los multiplicadores para las distintas técnicas de manejo del nivel freático resultantes del dictamen pericial realizado por Frank Gregory Lamberson.

Tabla 30. Multiplicadores para técnicas de manejo del nivel freático

Sumideros y zanjas	Sistema de aspiración	Ataguías
1,649	2,005	1,649

Uniones dobles

La construcción de gasoductos implica que se transporten segmentos de tubo y se vayan soldando a medida que se avanza en el trazado del ducto. En ocasiones se llevan segmentos dobles para minimizar el número de uniones en campo. Esto de acuerdo con el perito genera ahorros del 5,18% aproximadamente en el costo total de construcción, de ahí que el multiplicador sea de 0,948.

Mediante los Radicados CREG E-2012-003859 y E-2012-004032 del 4 y 9 de mayo de 2012, E-2012-006009 del 27 de junio de 2012, E2012006179, E-2012-006192 y E-2012-006598 del 4 y 16 de julio de 2012, y E-2012-008819 del 14 de septiembre de 2012, el perito Frank Gregory Lamberson presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que se indica que las uniones dobles hacen parte de las variables diferentes del precio del acero, costo de mano de obra, longitud, diámetro, topografía, derechos de vías y clase de localidad que más inciden en el costo total de construcción de un gasoducto de transporte.

Una vez se conoció el número de kilómetros construidos bajo la técnica de uniones dobles para cada uno de los ductos de la muestra se procedió a modificar el valor aprobado en dólares de acuerdo con la proporción, respecto de la longitud total del ducto, de los kilómetros construidos con especificaciones de uniones dobles y el multiplicador que refleja los diferentes costos de construcción bajo estas características, de tal manera que el ducto fuera equivalente a uno construido sin utilizar la técnica de uniones dobles.

Economías de escala por diámetro

Este criterio considera que hay diferencias en los costos de construcción de gasoductos relacionadas con el diámetro del ducto que se está construyendo. Es decir, si se mantienen todos los parámetros constantes en la construcción de un ducto, con excepción del diámetro, los costos medios decrecen en la medida que el diámetro seleccionado para construirlo aumenta.

Mediante los Radicados CREG E-2012-004140 del 11 de mayo de 2012, E2012-004493, E2012-004494 y E-2012-004495 del 22 de mayo de 2012 y E-2012-006201 del 5 de julio de 2012, el perito Frank Hopf presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que se cuantifican las economías de escala por diámetro que se pueden presentar en la construcción de gasoductos. De esta manera se determinan las diferencias porcentuales en costos unitarios para gasoductos de diferentes diámetros.

En la Tabla 31 se presentan los multiplicadores que permiten hacer equivalentes los costos de construcción de ductos que difieren en el diámetro, según el dictamen pericial realizado por Frank Hopf. También se presentan los indicadores normalizados, bajo el supuesto de que el diámetro de 4 pulgadas es igual a 1.

Tabla 31. Multiplicadores para equivalencia en costos por diámetro

Diámetro	Factor de costo relativo a un diámetro de 16"	Factor normalizado relativo a un diámetro de 4"
2"	15,3%	0,614
3"	20,0%	0,803
3,5"	23,5%	0,944
4"	24,90%	1
4,5"	27,9%	1,120
6"	35,30%	1,418
6,625"	38,5%	1,546
8"	46,50%	1,867
8,75"	49,7%	1,996
10"	58,5%	2,349
10,75"	62,3%	2,502
12"	71,3%	2,863
12,75"	75,6%	3,036
14"	85,1%	3,418
16"	100,0%	4,016
18"	115,1%	4,622
20"	130,9%	5,257

¹⁴² Por nivel freático se entiende la distancia a la cual se encuentra agua subterránea.

Diámetro	Factor de costo relativo a un diámetro de 16"	Factor normalizado relativo a un diámetro de 4"
22"	147,3%	5,916
24"	162,4%	6,522
26"	184,3%	7,402
28"	184,3%	7,402
30"	223,2%	8,964
32"	244,5%	9,819
34"	264,8%	10,635
36"	287,7%	11,554

Es importante mencionar que de acuerdo con el perito los multiplicadores para hacer el costo equivalente al de un ducto con un diámetro de 16 pulgadas obedecen a la siguiente expresión:

$$\text{Multiplicador}(\phi \text{ a } 16'') = 0,001\phi^2 + 0,042\phi + 0,065$$

Ecuación 2.

Con el objeto de hacer comparables los ductos de la muestra se utilizaron los multiplicadores presentados por el perito para normalizar el costo total de construcción, según corresponda, expresando todos los ductos en un diámetro equivalente de 4 pulgadas.

Economías de escala por longitud

Este criterio considera que hay costos unitarios decrecientes en la construcción de ductos, relacionadas con la longitud del ducto que se está construyendo. Es decir, si se mantienen todos los parámetros constantes en la construcción de un ducto, con excepción de la longitud, los costos unitarios expresados en dólares/m-pulgada disminuyen en la medida que aumenta la longitud del ducto a construir.

En el dictamen pericial realizado por Frank Hopf se señala que los costos de gasoductos con longitudes menores a 21 kilómetros deben ser ajustados para hacerlos comparables con los de aquellos gasoductos con longitudes superiores a 21 kilómetros. Lo anterior porque para ductos cortos los costos fijos de construcción ocasionan que el valor en costos unitarios (dólares/m-pulgada) sea considerablemente mayor que en ductos largos.

Mediante los Radicados CREG E-2012-004141 y E2012-004492 del 11 y 22 de mayo de 2012, y E-2012-006200 del 5 de julio de 2012, el perito Frank Hopf presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que se cuantifican las economías de escala por longitud que se pueden presentar en la construcción de ductos. De esta manera se determinan las diferencias porcentuales en costos unitarios para ductos de diferentes longitudes.

De acuerdo con lo anterior se encuentran multiplicadores mayores a 1 para ductos menores a 21 kilómetros e iguales a 1 para ductos mayores o iguales a 21 kilómetros, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Multiplicador para ductos cortos} = 1,0 + \left(\frac{21 - L}{20}\right) \times 0,45$$

Ecuación 3.

Donde L es igual a la longitud total del ducto en kilómetros.

Derecho de vía

Este criterio evalúa si hay o no diferencias en el costo total de construcción de un gasoducto cuando este comparte derecho de vía con otro gasoducto y/u otra(s) línea(s) de transporte de hidrocarburos, respecto a un gasoducto que no comparte derecho de vía.

Mediante los Radicados CREG E2012-004847 del 30 de mayo de 2012, y E-2012-006672 y E-2012-006693 del 17 de julio de 2012, el perito Frank Hopf presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que se cuantifican las diferencias en el costo total de construcción de un gasoducto cuando este comparte derecho de vía con otro gasoducto y/u otra(s) línea(s) de transporte de hidrocarburos, respecto a un gasoducto que no comparte derecho de vía.

En el dictamen pericial Frank Hopf señala que la metodología de la CREG no requiere compensar por ventajas o desventajas por la instalación de líneas en corredores existentes porque el uso de estos corredores no ha sido obligatorio y no han sido desarrollados en Colombia al punto que estén disponibles significativas ventajas en los costos de construcción de gasoductos. En este sentido no se incorporan multiplicadores asociados al derecho de vía dentro de los criterios de comparación para la valoración de gasoductos.

c) Aplicación de los criterios de comparación

Antes de aplicar los criterios de comparación se utilizaron dos procedimientos para: i) equiparar los diámetros de algunos ductos de la muestra a diámetros para los cuales se cuenta con información de multiplicadores de clase de localidad; y ii) homogeneizar los diámetros de algunos ductos que presentaban diferentes diámetros en su recorrido.

i) Equiparación de diámetros

Los diámetros para los que no se tenían los multiplicadores por tipo de localidad son 3, 14 y 22 pulgadas. Esto implica que el valor aprobado en dólares de los ductos de la Tabla 32 se ajusta de acuerdo con el multiplicador que permite hacerlo equivalente al siguiente diámetro superior para el que se conocen los multiplicadores de clase de localidad.

Tabla 32. Valores modificados por diámetro para la comparación

Ducto	Diámetro inicial	Multiplicador	Valor inicial (USD)	Diámetro final	Valor final (USD)
La Ramada-Río Bogotá	14"	1,175	440.561	16"	517.698
Cota-Suba	14"	1,175	443.705	16"	521.392
Mosquera-Soacha	14"	1,175	4.895.127	16"	5.752.206
San Pablo	3"	1,245	822.433	4"	1.023.929
Ayapel	3"	1,245	2.598.261	4"	3.234.835
Guando-Fusagasugá	3"	1,245	2.505.184	4"	3.118.954
Ariari	3"	1,245	4.269.881	4"	5.316.002

ii) Homogeneización de diámetros

De los ductos de la muestra, la Tabla 33 presenta aquellos que se encontraron con diferentes diámetros a lo largo de su trazado, para los cuales con el fin de aplicar los criterios de comparación fue necesario aplicar un método para homogeneizar el diámetro del ducto.

Tabla 33. Ductos de la muestra con más de un diámetro

Ducto	Valor aprobado USD	Longitud (metros)	Diámetros en el ducto
Briecño-Ceramista-Sopó	1.140.601	3.759	4"-6"-8"
Madrid-Facatativá	3.408.051	12.468	4"-8"-10"
Leona-Tocancipá	357.396	4.391	3"-4"
Puerto Salgar-Mansilla	37.273.315	139.700	6"-8"
Galán-Bucaramanga	30.409.417	95.500	6"-12"
Salgar-Cartago	63.532.326	211.700	6"-8"
Cartago-Yumbo	46.107.313	159.800	6"-8"-10"

Para hacer equivalentes los valores aprobados para estos ductos con diferente diámetro a un valor correspondiente a un solo diámetro se debe seleccionar el diámetro al que deben ser referidos los valores. Para esto se toma en consideración lo establecido por Frank Hopf en el dictamen pericial en el que se cuantifican las economías de escala por diámetro donde se establece como ducto base el correspondiente a 16 pulgadas.

De acuerdo con lo anterior los valores aprobados se van a expresar en valores de un gasoducto de 16 pulgadas.

En principio el valor aprobado se puede expresar en función del valor aprobado en dólares para cada porción de diámetro del ducto, de la siguiente manera:

$$\text{Valor aprobado}_{(\phi_1, \dots, \phi_n)} = \sum_{i=1}^n \left[m(\phi_i) \times \gamma \frac{\text{dólares}}{m} (\phi_i) \right]$$

Ecuación 4

Donde:

n: Es el número de diámetros del ducto

m: Es el número de metros con el diámetro i

γ: Es el valor aprobado en dólares/metro para el diámetro i.

La anterior expresión es equivalente a tomar el valor para el diámetro de 16 pulgadas y multiplicarlo por el respectivo factor de ajuste de la Tabla 31 para expresarlo en el diámetro i, de la siguiente manera:

$$\text{Valor aprobado}_{(\phi_1, \dots, \phi_n)} = \sum_{i=1}^n \left[m(\phi_i) \times \gamma \frac{\text{dólares}}{m} (\phi_{16'}) \times FA_{(\phi_{16'} - \phi_i)} \right]$$

Ecuación 5

De la anterior expresión se puede encontrar el valor (dólares/metro) equivalente para el diámetro de 16 pulgadas como se muestra a continuación:

$$\gamma \frac{\text{dólares}}{m} (\phi_{16'}) = \frac{\text{Valor aprobado}_{(\phi_1, \dots, \phi_n)}}{\sum_{i=1}^n [m(\phi_i) \times FA_{(\phi_{16'} - \phi_i)}]}$$

Ecuación 6

Finalmente, las cifras en dólares equivalentes a un ducto de 16 pulgadas será el resultado de multiplicar el valor (dólares/metro) equivalente para el diámetro de 16 pulgadas por la longitud total del ducto.

$$\text{Cifras}_{(\phi_{16'})} = \gamma \frac{\text{dólares}}{m} (\phi_{16'}) \times \text{longitud total ducto}$$

Ecuación 7

Tabla 34. Valores finales de los ductos convertidos a 16 pulgadas

Ducto	Valor aprobado (USD)	Diámetro final	Valor final (USD)
Briecño-Ceramista-Sopó	1.140.601	16"	2.984.426
Madrid-Facatativá	3.408.051	16"	7.036.887
Leona-Tocancipá	357.396	16"	1.520.986
Puerto Salgar-Mansilla	37.273.315	16"	83.205.745
Galán-Bucaramanga	30.409.417	16"	60.227.658
Salgar-Cartago	63.532.326	16"	151.216.845
Cartago-Yumbo	46.107.313	16"	96.643.672

Aplicación criterios

Una vez se tienen todos los valores aprobados relacionados con diámetros para los cuales se tienen multiplicadores, y en valores equivalentes a un mismo diámetro por ducto, se procede a aplicar cada uno de los criterios de comparación con el objetivo de encontrar el valor base de cada ducto, que corresponde a un valor en dólares equivalente para un ducto con las siguientes características:

- No tiene conexiones.
- No presenta cruces subfluviales.
- No fue construido con especificaciones de cruce sísmico.
- Fue construido sin utilizar la técnica de uniones doble.
- Fue construido en un terreno que no presenta características de cultivado o extremo.
- El trazado del ducto tiene una pendiente menor a 5%.
- Fue construido en un suelo arcilloso.
- La vegetación del trazado corresponde a desierto árido o estepa seca.
- No se utilizaron técnicas de manejo del nivel freático en la construcción.
- Fue construido con especificaciones de clase de localidad 1.

- Corresponde a un ducto con un diámetro de 4 pulgadas.
- La longitud del ducto es superior a 21 kilómetros.

Para descontar el valor en dólares de diciembre de 2009 asociado a la(s) conexión(es), obtenido del dictamen pericial realizado por Frank Hopf, se indexan los valores aprobados para cada ducto a dólares de diciembre de 2009 de acuerdo con lo establecido en el literal d) de este Anexo.

Para aplicar aquellos criterios que tienen subcategorías, o diferentes técnicas de manejo, se estimó la proporción de los kilómetros en los que se presenta cada técnica afectándolas por el respectivo multiplicador, obteniendo de esta manera un multiplicador único para el criterio.

Para ilustrar lo anterior considérese que se desea obtener el multiplicador único para el criterio de técnicas de manejo del nivel freático, y se tiene un gasoducto para el cual en el 20% de la longitud se utilizó la técnica de sumideros y zanjas, en el 10% se utilizó la técnica de sistema de aspiración, y en un 25% se utilizó la técnica de ataguías, el multiplicador único aplicando los valores de la Tabla 30 corresponde a:

$$\text{Multiplicador nivel freático} = (20\% \times 1,649) + (10\% \times 2,005) + (25\% \times 1,649) + (45\% \times 1) \\ \text{Multiplicador nivel freático} = 1,393$$

Ecuación 8

Con los multiplicadores únicos por criterio, se afectan los valores aprobados en dólares de 2009 de los ductos para que queden en valores base de la siguiente manera:

$$\text{Valor aprobado} = VB + \sum_{i=1}^n ((VB \times \text{mult}_i) - VB)$$

Ecuación 9

Donde:

VB: Valor base para el ducto.

mult_i: Multiplicador que incrementa el valor base de acuerdo con el efecto del criterio i.

n: Número de criterios únicos a considerar para comparar el ducto.

La anterior ecuación se puede expresar de la siguiente manera para encontrar el valor base de un ducto a partir del valor aprobado y de los multiplicadores únicos por criterio.

$$VB = \frac{\text{Valor aprobado}}{1 + \sum_{i=1}^n \text{mult}_i - n}$$

Ecuación 10

Donde:

VB: Valor base para el ducto.

mult_i: Multiplicador que incrementa el valor base de acuerdo con el efecto del criterio i.

n: Número de criterios únicos a considerar para comparar el ducto.

Cuando se han calculado los valores base para todos los ductos de la muestra, expresados en dólares de diciembre de 2009, se procede a calcular el costo unitario de cada ducto (dólares/m-pulgada) dividiendo el valor base sobre 4 pulgadas, que es el diámetro base, y sobre la longitud real del ducto. En este punto son comparables todos los ductos de la muestra, debido a que se han homogeneizado las principales variables que inciden en el costo de construcción de un ducto.

d) Indexación

Desde el punto de vista regulatorio, la valoración de nuevas inversiones en gasoductos se realiza con la mejor información disponible de mercado al momento de la toma de la decisión. Es decir, para la muestra seleccionada presentada en la Tabla 24 se cuenta con valores actualizados a precios de mercado en fechas que van desde febrero de 2001 y hasta junio de 2011.

La clasificación dada en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010 a los costos de los gasoductos consiste en: i) 35% de la inversión total corresponde al costo del acero; ii) 40% corresponde a costos de mano de obra; y iii) 25% corresponde a otros costos. Si bien la metodología establece claramente los porcentajes de asignación de costos de inversión en tuberías con relación al acero, la mano de obra y otros costos, la Comisión solicitó a las siguientes empresas información sobre dichos porcentajes de asignación.

Empresa	Radicado CREG solicitud información	Fecha Solicitud	Radicado CREG envío de información	Fecha Respuesta
TGI S.A. E.S.P.	S-2011-005395; S-2012-000244	12/dic/2011; 30/ene/2012	E-2012-000211 E-2012-000464 E-2012-001409	16/ene/2012 23/ene/2012 21/feb/2012
Promigás S.A. E.S.P.	S-2011-005396	13/dic/2011	E-2012-001060	10/feb/2012
Coinogás S.A. E.S.P.	S-2011-005394	13/dic/2011	E-2012-000187	13/ene/2012
Progasur S.A. E.S.P.	S-2012-000239	30/ene/2012	E-2012-001407	21/feb/2012
Transorient S.A. E.S.P.	S-2012-000238	30/ene/2012	E-2012-001417	21/feb/2012
Ecopetrol	S-2012-000651	27/feb/2012	E-2012-002481	26/mar/2012

De los análisis de la información reportada por las empresas se encontró que la distribución de costos entre material, mano de obra y otros costos varía de acuerdo con el criterio de la empresa que realiza la asignación, criterio que en ocasiones puede ser subjetivo y así puede no corresponder a características reales de construcción de gasoductos, como por ejemplo el hecho de no asignar valores a otros costos, porque los mismos se incluyen dentro del rubro de materiales o de mano de obra. En este sentido se toma la asignación propuesta en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, ya que de esta manera se maneja un único

criterio que reduce la subjetividad en la asignación, y proporciona datos más consistentes con las prácticas internacionales en la construcción de gasoductos¹⁴³.

Teniendo en cuenta lo anterior, la actualización de los costos de los ductos a precios de diciembre de 2009 se realizó de acuerdo con el siguiente procedimiento:

1. Segmentación de los costos de construcción de los gasoductos en costos de tuberías, costos de mano de obra y otros costos.

2. Actualización a dólares de 2009. Considerando que las variaciones en cada componente están dadas por diferentes subyacentes, la aplicación del anterior criterio se realizó de manera independiente para cada costo, de la siguiente manera:

• *Actualización de los costos de tuberías:* Se tomó el valor de este componente para cada gasoducto en dólares de la fecha de aprobación de cada resolución particular y se actualizó con base en las variaciones en el precio del acero, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Costo tubería gasoducto} \times \frac{\text{Precio acero junio 2011}}{\text{Precio acero fecha de aprobación}}$$

Ecuación 11

Se debe observar que al momento de la aprobación de cargos de transporte se consideraron, al igual que en esta solicitud tarifaria, los últimos precios del acero conocidos. De acuerdo con lo establecido en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, para la actualización se utilizaron los precios del acero publicados por www.crugroup.com, presentados a continuación:

Tabla 35. Precios del acero utilizados para la indexación de los costos de las tuberías

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ene	77,56	67,68	103	115	178,82	129,99	147,23	171,15	141,77	152,94	184,95
Feb	75,41	68,15	104,83	122,77	170,38	131,76	152,11	183,3	139,34	155,33	213,41
Mar	77,84	73,96	104,57	141,27	169,12	138,32	156,4	207,61	128,42	169,25	217,13
Abr	77,45	79,32	100,38	140,23	162,2	150,24	160,77	221,16	119,35	188,54	213,83
May	76,62	90,6	95,87	144,8	156,06	159,69	163,49	250,59	117,85	199,31	202,9
Jun	76,95	95,12	93,65	146,35	142,9	169,5	162,07	266,17	121,86	187,22	197,09
Jul	74,74	94,85	95,01	157,66	126,98	170,23	159,12	274,5	139,03	174	190,04
Ago	73,19	94,27	95,46	163,32	126,62	166,02	157,53	263,55	150,45	170,04	186,25
Sep	71,63	97,56	96,87	170,48	135,83	159,01	157,77	249,83	151,19	173,37	189,8
Oct	69,47	98,34	97,68	169,32	137,26	157,2	159,65	222,14	147,06	168,72	183,6
Nov	67,39	98,71	98,7	168,87	134,64	155,75	159,96	166,14	140,91	162,24	170,21
Dic	65,62	99,62	104,17	172,17	132	149,87	162,41	145,56	141,35	168,51	173,38

Fuente: Tomado de www.crugroup.com

El valor resultante de aplicar la anterior ecuación está dado en dólares de 2011. Considerando que las cifras deberían expresarse en dólares de diciembre de 2009, se aplica el PPI de la serie WPSOP3200, resultando en los siguientes valores.

Tabla 36. Costo indexado correspondiente a las tuberías

Ducto	Costo tuberías (USD diciembre 2009)
Chía-Cota	\$2.295.580
Cota-Calle 80	\$2.560.117
Calle 80-La Ramada	\$2.367.197
La Ramada-Funza-Mosquera	\$912.440
Briceño-Ceramista-Sopó	\$1.943.581
La Ramada-Río Bogotá	\$286.911
Cota-Suba	\$288.959
Mosquera-Madrid	\$959.464
Madrid-Facatativá	\$2.840.116
Mosquera-Soacha	\$2.348.860
Leona-Tocancipá	\$810.188
Tocancipá-Gachancipá	\$367.851
Chía-Tabio	\$829.792
Tabio-Tenjo	\$527.770
Talanquera-Bojacá	\$269.925
Bojacá-Zipacón	\$409.886
Briceño-Leona	\$623.406
Juan de Acosta-Santa Verónica [A]	\$1.382.509
Bayunca-Pontezuela [B]	\$791.361
San Pablo	\$535.602
Ayapel	\$1.048.669
Caucasia	\$1.388.455
Variante Buenos Aires-Ibagué	\$17.842
Coinogás	\$1.269.331
Galán-Puerto Salgar	\$30.485.196
Puerto Salgar-Mansilla	\$33.873.864
Galán-Bucaramanga	\$24.519.262
Salgar Cartago	\$61.561.840

¹⁴³ En la página 48 del documento *Natural Gas Pipeline and Storage Infrastructure Projections Through 2030*, publicado el 20 de octubre del año 2009 por The Interstate Natural Gas Association of America (INGAA) Foundation, Inc. Se observa que para los años 2000 al 2008, los costos asociados a materiales correspondieron aproximadamente al 30%, los asociados a mano de obra representan casi el 38%, mientras que los otros costos incluidos los asociados al derecho de vía en promedio representan el 33%. Estos valores son coherentes con los considerados por la Comisión para la indexación y demuestran que debe existir una desagregación de los denominados otros costos.

Ducto	Costo tuberías (USD diciembre 2009)
Cartago-Yumbo	\$39.344.574
Guando-Fusagasugá	\$1.005.119
Sardinata-Cúcuta	\$3.623.360
Cali-Popayán	\$6.474.256
Ariari	\$1.966.794
Barrancabermeja-Payoa	\$10.007.049
Gibraltar-Bucaramanga	\$65.937.080

[A] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Baranoa-Juan de Acosta.

[B] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Bayunca.

• *Actualización de los costos de mano de obra:* Para esto se realizó el procedimiento definido en el literal b) del numeral 2 del Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010. Con fundamento en lo anterior se obtuvieron los siguientes valores:

Tabla 37. Costo indexado correspondiente a la mano de obra

Ducto	Costo mano de obra (USD diciembre 2009)
Chía-Cota	\$2.368.895
Cota-calle 80	\$2.550.947
Calle 80-La Ramada	\$2.358.718
La Ramada-Funza- Mosquera	\$1.360.465
Briceño-Cerámica-Sopó	\$1.936.619
La Ramada-río Bogotá	\$285.884
Cota-Suba	\$287.924
Mosquera-Madrid	\$956.028
Madrid-Facatativá	\$4.234.665
Mosquera-Soacha	\$2.584.790
Leona-Tocancipá	\$858.919
Tocancipá-Gachancipá	\$389.976
Chía-Tabio	\$1.237.236
Tabio-Tenjo	\$559.514
Talanquera-Bojacá	\$402.463
Bojacá-Zipacón	\$611.148
Briceño-Leona	\$621.173
Juan de Acosta-Santa Verónica [A]	\$1.426.663
Bayunca-Pontezuela [B]	\$788.526
San Pablo	\$533.684
Ayapel	\$1.563.584
Caucasia	\$1.383.482
Variante Buenos Aires-Ibagué	\$18.918
Coinogás	\$1.512.436
Galán-Puerto Salgar	\$28.840.264
Puerto Salgar-Mansilla	\$32.046.085
Galán-Bucaramanga	\$23.196.243
Salgar-Cartago	\$58.240.063
Cartago-Yumbo	\$37.221.604
Guando-Fusagasugá	\$1.377.974
Sardinata-Cúcuta	\$3.526.635
Cali-Popayán	\$6.572.074
Ariari	\$2.487.540
Barrancabermeja-Payoa	\$8.415.357
Gibraltar-Bucaramanga	\$65.977.704

[A] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Baranoa-Juan de Acosta.

[B] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Bayunca.

• *Actualización de otros costos:* Para actualizar estos costos se utilizó el PPI de la serie WPSSOP3200, según lo señalado en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010. Como resultado se obtuvieron los siguientes valores.

Tabla 38. Costo indexado correspondiente a otros costos

Ducto	Otros costos (USD diciembre 2009)
Chía-Cota	\$960.800
Cota-calle 80	\$1.102.910
Calle 80-La Ramada	\$1.019.799
La Ramada-Funza-Mosquera	\$619.216
Briceño-Cerámica-Sopó	\$837.303
La Ramada-río Bogotá	\$123.603
Cota-Suba	\$124.485
Mosquera-Madrid	\$413.341
Madrid-Facatativá	\$1.927.410
Mosquera-Soacha	\$1.295.575
Leona-Tocancipá	\$411.715
Tocancipá-Gachancipá	\$186.932
Chía-Tabio	\$563.128
Tabio-Tenjo	\$268.198

Ducto	Otros costos (USD diciembre 2009)
Talanquera-Bojacá	\$183.181
Bojacá-Zipacón	\$278.164
Briceño-Leona	\$268.566
Juan de Acosta-Santa Verónica [A]	\$578.640
Bayunca-Pontezuela [B]	\$340.922
San Pablo	\$230.740
Ayapel	\$711.666
Caucasia	\$598.153
Variante Buenos Aires-Ibagué	\$12.498
Coinogás	\$727.736
Galán-Puerto Salgar	\$18.649.235
Puerto Salgar-Mansilla	\$20.722.243
Galán-Bucaramanga	\$14.999.591
Salgar-Cartago	\$37.660.286
Cartago-Yumbo	\$24.068.935
Guando-Fusagasugá	\$671.643
Sardinata-Cúcuta	\$1.981.873
Cali-Popayán	\$3.835.046
Ariari	\$1.143.198
Barrancabermeja-Payoa	\$3.147.789
Gibraltar-Bucaramanga	\$37.731.309

[A] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Baranoa-Juan de Acosta.

[B] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Bayunca.

De esta manera, los costos totales expresados en dólares de diciembre de 2009, para la muestra seleccionada por la CREG, corresponden a:

Tabla 39. Costo indexado a junio de 2011 expresado en USD de diciembre de 2009

Ducto	Costos tuberías	Costo mano de obra	Otros costos	Total
	35%	40%	25%	100%
Chía-Cota	2.295.580	2.368.895	960.800	5.625.274
Cota-calle 80	2.560.117	2.550.947	1.102.910	6.213.974
Calle 80-La Ramada	2.367.197	2.358.718	1.019.799	5.745.714
La Ramada-Funza-Mosquera	912.440	1.360.465	619.216	2.892.121
Briceño-Cerámica-Sopó	1.943.581	1.936.619	837.303	4.717.503
La Ramada-río Bogotá	286.911	285.884	123.603	818.329
Cota-Suba	288.959	287.924	124.485	824.169
Mosquera-Madrid	959.464	956.028	413.341	2.328.834
Madrid-Facatativá	2.840.116	4.234.665	1.927.410	9.002.190
Mosquera-Soacha	2.348.860	2.584.790	1.295.575	7.319.888
Leona-Tocancipá	810.188	858.919	411.715	2.080.822
Tocancipá-Gachancipá	367.851	389.976	186.932	944.758
Chía-Tabio	829.792	1.237.236	563.128	2.630.157
Tabio-Tenjo	527.770	559.514	268.198	1.355.483
Talanquera-Bojacá	269.925	402.463	183.181	855.570
Bojacá-Zipacón	409.886	611.148	278.164	1.299.199
Briceño-Leona	623.406	621.173	268.566	1.513.146
Juan de Acosta-Santa Verónica [A]	1.382.509	1.426.663	578.640	3.387.812
Bayunca-Pontezuela [B]	791.361	788.526	340.922	1.920.809
San Pablo	535.602	533.684	230.740	1.618.532
Ayapel	1.048.669	1.563.584	711.666	4.138.279
Caucasia	1.388.455	1.383.482	598.153	3.370.090
Variante Buenos Aires-Ibagué	17.842	18.918	12.498	49.258
Coinogás	1.269.331	1.512.436	727.736	3.509.503
Galán-Puerto Salgar	30.485.196	28.840.264	18.649.235	77.974.695
Puerto Salgar-Mansilla	33.873.864	32.046.085	20.722.243	86.642.192
Galán-Bucaramanga	24.519.262	23.196.243	14.999.591	62.715.096
Salgar-Cartago	61.561.840	58.240.063	37.660.286	157.462.190
Cartago-Yumbo	39.344.574	37.221.604	24.068.935	100.635.113
Guando-Fusagasugá	1.005.119	1.377.974	671.643	3.003.146
Sardinata-Cúcuta	3.623.360	3.526.635	1.981.873	9.131.868
Cali-Popayán	6.474.256	6.572.074	3.835.046	16.881.376
Ariari	1.966.794	2.487.540	1.143.198	6.968.928
Barrancabermeja-Payoa	10.007.049	8.415.357	3.147.789	21.570.195
Gibraltar-Bucaramanga	65.937.080	65.977.704	37.731.309	169.646.093

[A] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Baranoa-Juan de Acosta.

[B] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Bayunca.

Estos valores se utilizan para aplicar los criterios de comparación de acuerdo con lo establecido en el literal c) de este anexo para valorar las Inversiones en Aumento de Capacidad, IAC_t, y el Programa de Nuevas Inversiones, PNI_t, correspondientes a gasoductos.

Para aquellos gasoductos que hacen parte de las inversiones realizadas por fuera del programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1, IFPNI_{t-1}, se aplica el mismo procedimiento descrito en este literal, pero actualizando la información hasta el año de entrada en operación y no hasta junio de 2011.

e) **Valores homogeneizados e indexados**

Como parte del procedimiento de valoración aplicable a cualquier gasoducto, se debe realizar: i) la indexación descrita en el literal anterior; y ii) aplicar los criterios de comparación de acuerdo con lo establecido en el literal c). A continuación se observan las cifras en costos unitarios (dólares/m-pulgada) resultantes de la aplicación de los mencionados procedimientos para las Inversiones en Aumento de Capacidad, IAC_i, y el Programa de Nuevas Inversiones, PNI_i.

Tabla 40. Costos unitarios homogeneizados e indexados a junio de 2011, expresados en dólares de diciembre de 2009, para los ductos de la muestra seleccionada por la CREG para la comparación

Tipo de ducto	Ducto	Valor aprobado (dólares/m-pulgada)
Gasoducto	Chía-Cota	\$24,57
Gasoducto	Cota-calle 80	\$20,95
Gasoducto	Calle 80-La Ramada	\$33,27
Gasoducto	La Ramada-Funza-Mosquera	\$10,01
Gasoducto	Briceño-Ceramista-Sopó	\$44,73
Gasoducto	La Ramada-río Bogotá	\$29,49
Gasoducto	Cota-Suba	\$20,83
Gasoducto	Mosquera-Madrid	\$22,21
Gasoducto	Madrid-Facatativá	\$34,53
Gasoducto	Mosquera-Soacha	\$23,06
Gasoducto	Leona-Tocancipá	\$17,17
Gasoducto	Tocancipá-Gachancipá	\$20,12
Gasoducto	Chía-Tabio	\$25,61
Gasoducto	Tabio-Tenjo	\$11,61
Gasoducto	Talanquera-Bojacá	\$20,79
Gasoducto	Bojacá-Zipacón	\$16,98
Gasoducto	Briceño-Leona	\$29,98
Gasoducto	Juan de Acosta-Santa Verónica [A]	\$20,38
Gasoducto	Bayunca-Pontezuela [B]	\$23,39
Gasoducto	San Pablo	\$22,42
Gasoducto	Ayapel	\$20,83
Gasoducto	Caucasia	\$27,01
Gasoducto	Variante Buenos Aires-Ibagué	\$0,93
Gasoducto	Coinogás	\$16,49
Propanoducto	Galán-Puerto Salgar	\$29,06
Propanoducto	Puerto Salgar-Mansilla	\$31,70
Poliducto	Galán-Bucaramanga	\$36,35
Poliducto	Salgar-Cartago	\$33,82
Poliducto	Cartago-Yumbo	\$32,79
Gasoducto	Guando-Fusagasugá	\$11,50
Gasoducto	Sardinata-Cúcuta	\$15,45
Gasoducto	Calí-Popayán	\$19,53
Gasoducto	Ariari	\$25,86
Gasoducto	Barrancabermeja-Payoa	\$29,12
Gasoducto	Gibraltar-Bucaramanga	\$53,34

[A] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Baranoa-Juan de Acosta.

[B] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Bayunca.

f) **Determinación de costos eficientes**

Antes de determinar los costos eficientes para las inversiones en gasoductos a partir de los costos unitarios presentados en la Tabla 40, se aplicaron pruebas estadísticas con el objetivo de detectar si existen observaciones que influyen indebidamente la estimación de i) el costo unitario medio en dólares/metro-pulgada; y ii) la varianza de los datos.

Inicialmente, para detectar si existen observaciones atípicas se emplean los diagnósticos propuestos por Besley, Kuh y Welch (1980)¹⁴⁴ sobre el modelo lineal con p=1 parámetro, que se representa mediante la expresión:

$$\text{Costo unitario}_i \left(\frac{\text{dólares}}{\text{metro pulgada}} \right) = \mu + \varepsilon_i$$

Ecuación 12

Donde:

Costo unitario_i: Es el costo en dólares por metro por pulgada para el gasoducto i.

μ: Es el costo medio en dólares por metro por pulgada.

ε_i: Es una variable aleatoria de media cero y varianza constante σ², e indica la desviación del costo del gasoducto respecto del costo medio μ.

Los diagnósticos de Besley, Kuh y Welch (1980) permiten detectar qué tan influyente es una observación sobre varios aspectos de la estimación, cuando dicha observación es eliminada (single row diagnostics). Los aspectos considerados son:

- El cambio en la estimación de la media: mide la sensibilidad del estimador cuando se elimina una observación y se denota por Dfbetas.

Criterio de decisión: si la magnitud de Dfbetas excede $\frac{2}{\sqrt{n}} = 0,3288$.

¹⁴⁴ Besley, Kuh y Welch (1980) Regression Diagnostics, John Wiley & Sons: New York.

- El cambio en la estimación de la varianza del estimador: mide la sensibilidad de la varianza del estimador cuando se elimina una observación y se denota por covRatio.

Criterio de decisión: si $\text{covRatio} < 1 - 3 \left(\frac{p}{n} \right) = 0,9189$ o $\text{covRatio} > 1 + 3 \left(\frac{p}{n} \right) = 1,0811$

- El cambio en los valores predichos por el modelo, denotado por Dffits. En este caso coincide Dfbetas, puesto que todos los valores predichos son iguales a $\hat{\mu}$.

- El cambio sobre los residuales 'estudentizados', denotado por Rstudent.

Criterio de decisión: si la magnitud de Rstudent excede a 2.

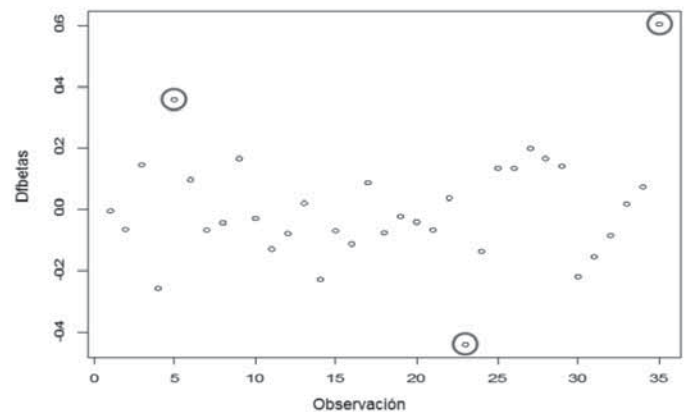
Una vez se realiza el análisis de observaciones atípicas se puede establecer que las observaciones 5, 23 y 35, correspondiente a los Gasoductos Briceño-Ceramista-Sopó, la variante Buenos Aires-Ibagué y Gibraltar-Bucaramanga, parecen ser observaciones atípicas. En la Tabla 41 se presentan resaltadas y subrayadas estas observaciones, según los criterios antes determinados.

Tabla 41. Análisis de observaciones influyentes y/o atípicas

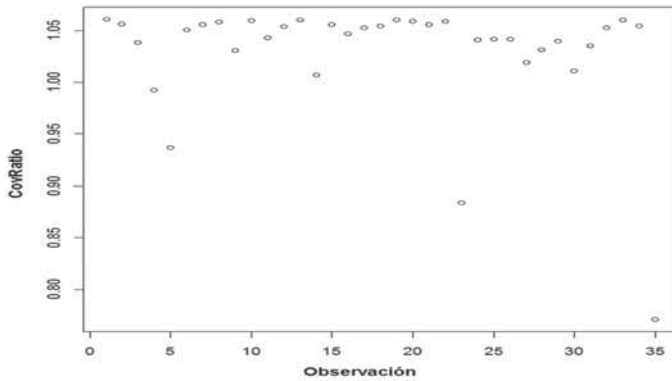
Observación	Dfbetas	Dffits	CovRatio
1	0,002	0,002	1,061
2	-0,0605	-0,0605	1,057
3	0,154	0,154	1,035
4	-0,2575	-0,2575	0,993
5	0,3742	0,3742	0,927
6	0,0873	0,0873	1,052
7	-0,0627	-0,0627	1,056
8	-0,0387	-0,0387	1,059
9	0,1766	0,1766	1,028
10	-0,024	-0,024	1,06
11	-0,1267	-0,1267	1,043
12	-0,0751	-0,0751	1,054
13	0,02	0,02	1,06
14	-0,2275	-0,2275	1,007
15	-0,0633	-0,0633	1,056
16	-0,1301	-0,1301	1,042
17	0,0959	0,0959	1,051
18	-0,0704	-0,0704	1,055
19	-0,0184	-0,0184	1,06
20	-0,0351	-0,0351	1,059
21	-0,0626	-0,0626	1,056
22	0,0441	0,0441	1,058
23	-0,4453	-0,4453	0,881
24	-0,1387	-0,1387	1,04
25	0,0797	0,0797	1,054
26	0,126	0,126	1,044
27	0,2098	0,2098	1,015
28	0,1638	0,1638	1,032
29	0,1454	0,1454	1,038
30	-0,2296	-0,2296	1,006
31	-0,1573	-0,1573	1,034
32	-0,0853	-0,0853	1,053
33	0,0244	0,0244	1,06
34	0,0808	0,0808	1,054
35	0,5777	0,5777	0,789

En la Gráfica 1, Gráfica 2 y Gráfica 3 se pueden visualizar los resultados anteriores y el cambio sobre los residuales 'estudentizados'. Todos los análisis muestran las mismas observaciones como atípicas.

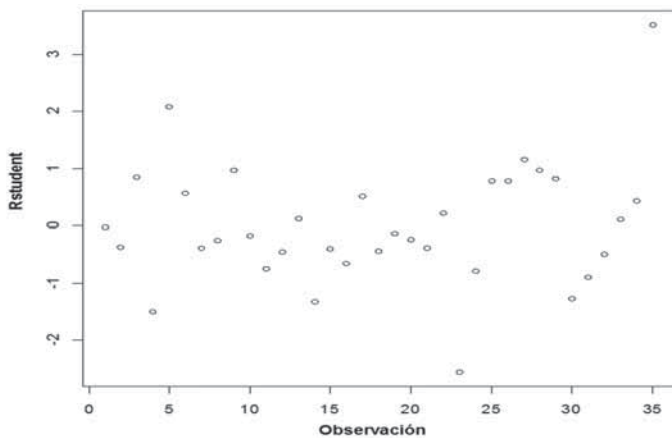
Gráfica 1. Sensibilidad de la media cuando se elimina la observación, Dfbetas



Gráfica 2. Sensibilidad de la varianza cuando se elimina la observación, CovRatio

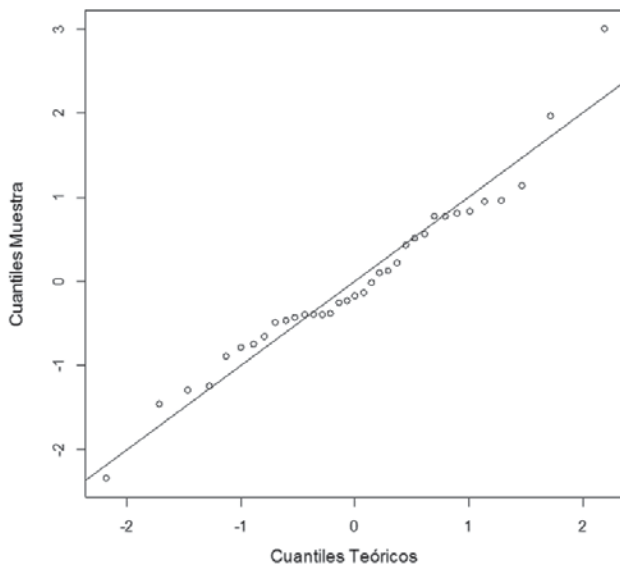


Gráfica 3. Cambio sobre los residuales 'estudentizados'



Adicional a las medidas anteriores, se obtiene el gráfico cuantil-cuantil de las observaciones bajo el supuesto de normalidad. Dicho gráfico señalará si existen observaciones que puedan causar no normalidad.

Gráfica 4. Cuantil teórico distribución normal vs Cuantil real muestra



Los resultados muestran que hay tres observaciones que pueden estar afectando la normalidad en la distribución. De nuevo las observaciones 5, 23 y 35.

Al aplicar otras pruebas de normalidad como i) Shapiro-Wilk; ii) Jarque-Bera; y iii) Kolmogorov-Smirnov, se concluye que no se puede rechazar que los datos fueron extraídos de una población normal usando un nivel de significancia de 0,05. En la Tabla 42 se resumen los resultados de las pruebas mencionadas:

Tabla 42. Pruebas de normalidad realizadas a la muestra seleccionada

Prueba	Estadístico de prueba	Valor p / Estadístico Teórico
Shapiro-Wilk	W = 0,9686	0,4055
Jarque-Bera	X-squared = 3,2605	0,1959
Kolmogorov-Smirnov	K-S = 7,79%	23%

Debido a la presencia de datos atípicos en la muestra, para la estimación de los costos eficientes se realiza una estimación robusta para los parámetros de la media y la varianza. De esta manera se adopta un procedimiento conservador, que haga uso de toda la información disponible para que tanto la estimación del costo unitario medio como de la desviación del costo no estén influenciadas por datos atípicos.

No es conveniente utilizar procedimientos basados en la eliminación de los datos atípicos porque pueden estar afectados por una posible subestimación de la varianza del estimador del costo medio, afectando la amplitud del intervalo en el que se encuentran los costos eficientes.

El máximo valor a reconocer para el costo eficiente unitario, para las inversiones en gasoductos, calculado a partir de los costos unitarios presentados en la Tabla 40, se puede representar mediante la siguiente expresión:

$$\text{Costo unitario} = \hat{\mu}_R + \hat{\sigma}_{x,R} = 32,04 \text{ dólares/m - pulgada}$$

Ecuación 13

$$\hat{\mu}_R = \text{Mediana}(X) = 23,06$$

Ecuación 14

$$\hat{\sigma}_{x,R} = c \times \text{MAD}(X) = 8,98$$

Ecuación 15

$$\text{MAD}(X) = \text{Mediana}\{|X_i - \text{Mediana}(X)|\} = 6,06$$

Ecuación 16

Donde:

$\hat{\mu}_R$: Estimación robusta de la media.

$\hat{\sigma}_{x,R}$: Estimación robusta de la desviación estándar.

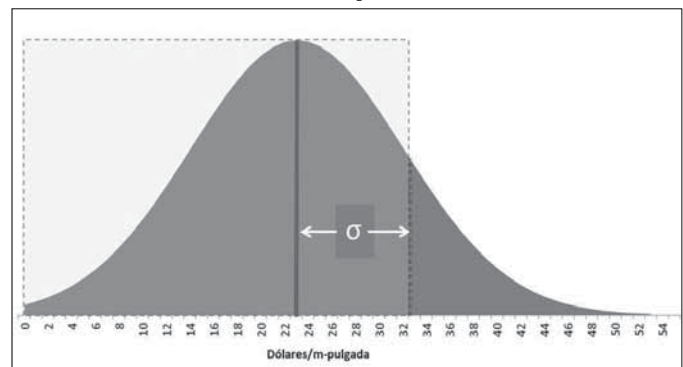
c: Constante de corrección igual a 1,4826.

MAD(X): Estimador de la desviación estándar de una distribución normal.

Inicialmente bajo este método robusto el valor a reconocer para las inversiones en gasoductos será el mínimo valor entre el costo unitario solicitado por el transportador (después de aplicar los criterios de que trata el literal b de este anexo de la forma establecida en el literal c de este anexo) y el máximo valor para el costo eficiente unitario a reconocer de acuerdo con la Ecuación 13, que corresponde a 32,04 dólares de 2009/m-pulgada para el caso de las IAC y las inversiones en gasoductos del PNI.

De esta manera si se considera que los costos unitarios eficientes siguen una distribución normal con media y desviación estándar $\hat{\mu}_R$, se reconoce como costo eficiente unitario un rango que representa el 84,13% del área bajo la curva de distribución de los costos eficientes reconocidos, como se observa en la Figura 1.

Figura 1. Distribución robusta de costos unitarios reconocidos históricamente por la CREG



Dentro del 15,87% del área bajo la curva no reconocida se encuentran dos de los tres ductos que de acuerdo con los análisis resultan ser datos atípicos, y otros ductos caracterizados principalmente con un perfil que presenta grandes pendientes. En este sentido, con el fin de incorporar dentro de la valoración la mayor incertidumbre que se desprende de ductos construidos en terrenos con altas pendientes, y en línea con lo establecido en el Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, se reconoce una mayor amplitud en el rango con el que se define el máximo valor para el costo eficiente unitario a reconocer para las inversiones en gasoductos, de la siguiente manera:

Tabla 43. Máximo Costo eficiente unitario a reconocer por tipo de terreno

Tipo de terreno	Res. CREG 126 de 2010	Máximo valor del costo unitario por tipo de terreno
A		$\hat{\mu}_R + \hat{\sigma}_{x,R}$
B		$\hat{\mu}_R + \hat{\sigma}_{x,R}$
C		$\hat{\mu}_R + (2 \times \hat{\sigma}_{x,R})$
D		Max(X)

Donde X corresponde a los costos unitarios homogeneizados e indexados de la muestra seleccionada por la CREG.

El tipo de terreno A, que corresponde a pendientes inferiores al 5%, se considera como el terreno base, que no debe tener mayores costos por concepto de topografía. Para el tipo de terreno B, que corresponde a pendientes iguales o superiores a 5% e inferiores a 12%, los mayores costos asociados a la topografía se incorporan en el multiplicador adicional al terreno extremo que se explicó en el literal b de este anexo.

En el caso de los tipos de terrenos C y D, que corresponden a pendientes i) superiores a 12% e inferiores a 25%, e ii) iguales y superiores a 25%, respectivamente, si bien los mayores costos fueron considerados en el multiplicador adicional al terreno extremo, se evidencia una mayor incertidumbre asociada a esta clase de topografía que hace conveniente permitir mayores rangos al momento de definir el costo eficiente unitario a reconocer por la inversión en un gasoducto.

Es de resaltar que al contrastar los valores aquí mencionados con los costos normalizados que en el pasado se han reconocido a los transportadores que recurrieron las Resoluciones CREG 110, 115 y 117 de 2011, se observa que los primeros son iguales o superiores a los segundos.

Finalmente, para la valoración de inversiones en gasoductos se sigue este procedimiento:

1. Se estiman los máximos costos eficientes unitarios a reconocer para los diferentes tipos de terreno de acuerdo con lo establecido en la Tabla 43.

Estos costos eficientes unitarios corresponden al valor a reconocer para un ducto base de 4 pulgadas que no presenta características de construcción que impliquen mayores costos de acuerdo con los criterios definidos en el literal b) de este anexo.

2. Los máximos costos unitarios eficientes a reconocer para los diferentes tipos de terreno se multiplican por 4 pulgadas (diámetro para el que se estimó el costo eficiente unitario base) y por la longitud del ducto correspondiente a la inversión. De esta manera se obtiene un valor base en dólares para un ducto estándar.

3. Los valores base obtenidos en el numeral anterior, para cada tipo de terreno, se multiplican por los mayores costos de construcción que implican las diferentes características del ducto asociado a la inversión en valoración, lo anterior de acuerdo con los criterios definidos en el literal b) de este anexo.

$$\text{Valor Reconocido}_j = VB_j \times \left[1 + \sum_{i=1}^n \text{mult}_i - n \right]$$

Ecuación 17

Donde:

Valor Reconocido_j: Máximo valor a reconocer en el tipo de terreno j.

VB: Valor base para el ducto.

mult_i: Multiplicador que incrementa el valor base de acuerdo con el efecto del criterio i.

n: Número de criterios únicos a considerar para comparar el ducto.

4. El máximo valor a reconocer para cada tipo de terreno se multiplica por la proporción del ducto, asociado a la inversión que se está valorando, que presenta ese tipo de terreno. Luego se suma el valor en dólares de la(s) conexión(es) que presenta el ducto, de acuerdo con los valores obtenidos del dictamen pericial realizado por Frank Hopf.

$$\text{Máximo valor a reconocer por la inversión} = \left[\sum_{j=1}^4 (\text{Valor Reconocido}_j \times P_j) \right] + \text{Conexiones}$$

Ecuación 18

Donde:

Valor Reconocido_j: Máximo valor a reconocer en el tipo de terreno j.

P_j: Proporción del gasoducto que presenta tipo de terreno j.

Conexiones: Valor en dólares asociado a la(s) conexión(es) que se incluyen en el ducto asociado a la inversión que se está valorando. Este valor se obtiene a partir del dictamen pericial realizado por Frank Hopf para este tema.

Considerando el método robusto y los diferentes tipos de terreno de que trata la Resolución CREG 126 de 2010, el valor a reconocer para las inversiones en gasoductos será el mínimo valor entre lo solicitado por el transportador y el máximo valor a reconocer por la inversión, de acuerdo con la expresión del numeral anterior.

El Presidente,

Federico Rengifo Vélez,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

Anexo 8. Valores de referencia para valorar estaciones de compresión

En la Tabla 44 se muestran las cifras desagregadas para las principales variables que inciden en el costo de inversión en estaciones de compresión recíprocas, y para distintos niveles de potencia instalada. Estos valores corresponden a los propuestos por el perito Calvin Peter Oleksuk, e incluyen el valor eficiente de elementos adicionales considerados necesarios para estaciones de compresión en Colombia. Las cifras correspondientes a estaciones centrífugas se muestran en la Tabla 45.

Tabla 44. Desagregación de variables que inciden en el costo de inversión de estaciones de compresión recíprocas, incluyendo elementos adicionales considerados eficientes

Station ISO Horsepower (HP)	20.000		15.000		10.000		7.500		5.000		2.500		1.500	
	US MS	%	US MS	%	US MS	%	US MS	%	US MS	%	US MS	%	US MS	%
EQUIPMENT														
Compressor	24,00	45,0%	18,00	44,1%	12,00	42,4%	12,00	46,9%	6,00	38,2%	3,00	31,8%	1,80	26,0%
Cooling	1,93	3,6%	1,45	3,6%	0,97	3,4%	0,73	2,8%	0,48	3,1%	0,24	2,6%	0,15	2,1%
Pumps	0,05	0,1%	0,04	0,1%	0,03	0,1%	0,03	0,1%	0,03	0,2%	0,02	0,2%	0,02	0,3%
Vessels	0,35	0,7%	0,27	0,7%	0,19	0,7%	0,15	0,6%	0,11	0,7%	0,07	0,7%	0,05	0,7%
Flare	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PKG Units	0,76	1,4%	0,65	1,6%	0,54	1,9%	0,49	1,9%	0,43	2,8%	0,38	4,0%	0,36	5,2%
Labor to install	0,72	1,3%	0,54	1,3%	0,36	1,3%	0,27	1,1%	0,18	1,1%	0,09	1,0%	0,05	0,8%
MATERIALS														
Foundations	0,48	0,9%	0,37	0,9%	0,26	0,9%	0,20	0,8%	0,15	0,9%	0,09	1,0%	0,07	1,0%
Steel/BLDGS	0,91	1,7%	0,70	1,7%	0,49	1,7%	0,39	1,5%	0,28	1,8%	0,18	1,9%	0,13	1,9%
Pipe	5,32	10,0%	4,20	10,3%	3,08	10,9%	2,52	9,8%	1,96	12,5%	1,40	14,8%	1,18	17,0%
EL/INST	1,43	2,7%	1,30	3,2%	1,17	4,1%	1,11	4,3%	1,04	6,6%	0,98	10,3%	0,95	13,7%
Other direct	1,30	2,4%	1,00	2,4%	0,70	2,5%	0,55	2,1%	0,40	2,5%	0,25	2,6%	0,19	2,7%
Install'n	3,47	6,5%	2,60	6,4%	1,73	6,1%	1,30	5,1%	0,87	5,5%	0,43	4,6%	0,26	3,8%
Subcontracts	1,73	3,2%	1,30	3,2%	0,87	3,1%	0,65	2,5%	0,43	2,8%	0,22	2,3%	0,13	1,9%
INDIRECT														
Field staff/Labor	0,60	1,1%	0,50	1,2%	0,40	1,4%	0,35	1,4%	0,30	1,9%	0,25	2,6%	0,23	3,3%
Camp/EQ/Contract	1,43	2,7%	1,10	2,7%	0,77	2,7%	0,61	2,4%	0,44	2,8%	0,28	2,9%	0,21	3,0%
SUB TOTAL	44,48	34,0%	34,02	23,5%	23,56	21,3%	21,33	13,1%	13,10	7,8%	7,87	5,2%	5,28	3,7%
Engineering 10%	4,45	8,3%	3,40	8,3%	2,36	8,3%	2,13	8,3%	1,31	8,3%	0,79	8,3%	0,58	8,3%
Contingency 10%	4,45	8,3%	3,40	8,3%	2,36	8,3%	2,13	8,3%	1,31	8,3%	0,79	8,3%	0,58	8,3%
TOTAL	53,38	100,0%	40,82	100,0%	28,27	100,0%	25,60	100,0%	15,72	100,0%	9,44	100,0%	6,93	100,0%
STATION US\$/HP	2,669		2,722		2,827		3,413		3,144		3,777		4,622	

Fuente: Adaptado del dictamen pericial del perito Calvin Peter Oleksuk, radicado E-2012-006403 del 11 de julio de 2012.
Nota: Las cifras de inversión están expresadas en millones de dólares americanos de mayo de 2012.

Sobre estas cifras se debe tener en cuenta lo siguiente:

i) Los costos de inversión corresponden a estaciones de compresión valoradas a mayo de 2012. Es decir, corresponde al valor de instalar la respectiva estación en esta fecha.

Lo anterior implica que al utilizar estos valores de referencia para evaluar estaciones de compresión construidas en otras fechas (i.e. distinta a mayo de 2012) es necesario indexarlos. De acuerdo con la metodología para indexar los valores de referencia se deben aplicar los criterios establecidos en el numeral 2 del Anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010 que incorpora el comportamiento de los precios del acero, de la mano de obra y otros. Las proporciones de acero, mano de obra y otros se obtienen de la desagregación de variables realizada por el perito Oleksuk, indicadas en la Tabla 44 y en la Tabla 45, así:

• **Equipos**: Corresponde a *Compressor, cooling, pumps, vessels, PKG units, pipe*.

• **Mano de obra**: Corresponde a *Labor to install, install'n, subcontracts, field/staff labor, camp/EQ/contract, engineering 10%*.

• **Otros**: Corresponde a *Foundations, steel/BLDGS, EL/INST, other direct, contingency*.

ii) Los costos de inversión no incluyen impuestos (e.g. IVA y arancel) ni costos de transporte marítimo o terrestre de los equipos importados. Estos equipos importados corresponden principalmente a los equipos de compresión propiamente dichos y a los enfriadores. Por lo tanto, para una estación de compresión instalada en Colombia se deben adicionar estos conceptos según corresponda.

Tabla 45. Desagregación de variables que inciden en el costo de inversión de estaciones de compresión centrífugas, incluyendo elementos adicionales considerados eficientes

Station ISO Horsepower (HP)	20.000		15.000		10.000		7.500		5.000		2.500		1.500	
	US MS	%	US MS	%	US MS	%	US MS	%	US MS	%	US MS	%	US MS	%
EQUIPMENT														
Compressor	12,10	31,5%	10,70	33,9%	8,30	35,4%	6,90	36,0%	5,40	36,6%	3,40	34,8%	2,60	33,5%
Coolers	1,93	5,0%	1,45	4,6%	0,97	4,1%	0,73	3,8%	0,48	3,3%	0,24	2,5%	0,15	1,9%
Pumps	0,05	0,1%	0,04	0,1%	0,03	0,1%	0,03	0,2%	0,03	0,2%	0,02	0,2%	0,02	0,3%
Vessels	0,35	0,9%	0,27	0,9%	0,19	0,8%	0,15	0,8%	0,11	0,7%	0,07	0,7%	0,05	0,7%
Flare	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PKG Units	0,76	2,0%	0,65	2,1%	0,54	2,3%	0,49	2,5%	0,43	2,9%	0,38	3,9%	0,36	4,6%
Labor to install	0,72	1,9%	0,54	1,7%	0,36	1,5%	0,27	1,4%	0,18	1,2%	0,09	0,9%	0,05	0,7%
MATERIALS														
Foundations	0,48	1,3%	0,37	1,2%	0,26	1,1%	0,20	1,1%	0,15	1,0%	0,09	0,9%	0,07	0,9%
Steel/BLDGS	0,91	2,4%	0,70	2,2%	0,49	2,1%	0,39	2,0%	0,28	1,9%	0,18	1,8%	0,13	1,7%
Pipe	5,32	13,8%	4,20	13,3%	3,08	13,1%	2,52	13,2%	1,96	13,3%	1,40	14,3%	1,18	15,2%
EL/INST	1,43	3,7%	1,30	4,1%	1,17	5,0%	1,11	5,8%	1,04	7,1%	0,98	10,0%	0,95	12,2%
Other direct	1,30	3,4%	1,00	3,2%	0,70	3,0%	0,55	2,9%	0,40	2,7%	0,25	2,6%	0,19	2,4%
Install'n	3,47	9,0%	2,60	8,2%	1,73	7,4%	1,30	6,8%	0,87	5,9%	0,43	4,4%	0,26	3,4%
Subcontracts	1,73	4,5%	1,30	4,1%	0,87	3,7%	0,65	3,4%	0,43	2,9%	0,22	2,2%	0,13	1,7%
INDIRECT														
Field staff/Labor	0,60	1,6%	0,50	1,6%	0,40	1,7%	0,35	1,8%	0,30	2,0%	0,25	2,6%	0,23	3,0%
Camp/EQ/Contract	1,43	3,7%	1,10	3,5%	0,77	3,3%	0,61	3,2%	0,44	3,0%	0,28	2,8%	0,21	2,7%
SUB TOTAL	32,58	26,7%	26,72	19,8%	19,86	16,3%	16,23	12,5%	12,50	8,2%	8,27	6,5%	6,58	5,2%
Engineering 8%	2,61	6,8%	2,14	6,8%	1,59	6,8%	1,30	6,8%	1,00	6,8%	0,66	6,8%	0,53	6,8%
Contingency 10%	3,26	8,5%	2,67	8,5%	1,99	8,5%	1,62	8,5%	1,25	8,5%	0,83	8,5%	0,66	8,5%
TOTAL	38,44	100,0%	31,53	100,0%	23,43	100,0%	19,15	100,0%	14,75	100,0%	9,76	100,0%	7,76	100,0%
STATION US\$/HP	1,922		2,102		2,343		2,553		2,950		3,903		5,174	

Fuente: Adaptado del dictamen pericial del perito Calvin Peter Oleksuk, radicado E-2012-006403 del 11 de julio de 2012.
Nota: Las cifras de inversión están expresadas en millones de dólares americanos de mayo de 2012.

El Presidente,

Federico Rengifo Vélez,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

Anexo 9. Inversiones de PNI-1 eIFPNI-1 no incluidas en Resolución número 110 de 2010 por falta de soporte

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL
USD de diciembre 31 de 2009									
Proyectos	Total sistema de TGI								34.854.412
Gasoducto Cusiana - El Porvenir 937.259									
IFPNI del período t-1									
Total	-	14.451	37.869	51.959	79.746	26.937	111.134	16.746	338.842
Inversiones en geotecnia	-	14.451	37.869	51.959	79.746	26.937	111.134	16.746	338.842
PNI del período t-1									
Total	343.776	85.945	168.696	-	-	-	-	-	598.417
Medición de costo día	114.081	28.521	-	-	-	-	-	-	142.602
SCADA válvulas ríos Túa/Cusiana	191.412	47.854	-	-	-	-	-	-	239.265
Protección catódica	38.283	9.571	-	-	-	-	-	-	47.854
Compra, instalación cromatógrafo en El Porvenir	-	-	168.696	-	-	-	-	-	168.696
Gasoducto de La Sabana 1.321.588									
PNI del período t-1									
Total	179.954	1.141.634	-	-	-	-	-	-	1.321.588
Centro principal de control	-	1.141.634	-	-	-	-	-	-	1.141.634
Muebles, enseres y equipos de oficina	39.455	-	-	-	-	-	-	-	39.455
Equipos de transporte, computo y accesorios	140.499	-	-	-	-	-	-	-	140.499
Gasoducto Ballena - Barrancabermeja 2.452.131									
IFPNI del período t-1									
Total	1.605	8.831	-	-	6.404	562.618	1.528.776	34.801	2.143.035
Inversiones en Informática; activos sede central; otros	1.605	8.831	-	-	6.404	562.618	1.528.776	34.801	2.143.035
PNI del período t-1									
Total	-	-	157.522	51.473	63.630	36.471	-	-	309.096
(BEO+OTROS [I])	-	-	157.522	51.473	63.630	36.471	-	-	309.096
Gasoducto Barrancabermeja - Sebastopol 4.451.876									
IFPNI del período t-1									
Total	8.728	45.117	1.177	2.478	1.341	613.562	1.028.904	2.047.703	3.749.010
Inversiones en Informática; activos sede central; otros	336	1.849	-	-	1.341	115.437	320.132	7.287	446.382
Mejoras operacionales y de Seguridad	8.392	43.268	1.177	2.478	-	-	12.215	1.499	69.029
Mejoras en el COGB Barrancabermeja	-	-	-	-	-	498.125	696.557	2.038.917	3.233.599
PNI del período t-1									
Total	-	-	181.769	161.438	163.769	195.889	-	-	702.866
(BEO+OTROS [I])	-	-	30.199	9.868	12.198	6.992	-	-	59.257
Mejoras operacionales y de seguridad	-	-	151.571	151.571	151.571	188.898	-	-	643.610
Gasoducto Sebastopol - Vasconia 691.825									
IFPNI del período t-1									
Total	4.777	15.662	644	1.356	734	63.175	206.431	3.988	296.767
Inversiones en Informática; activos sede central; otros	184	1.012	-	-	734	63.175	175.197	3.988	244.290
Mejoras operacionales y de seguridad	4.593	14.650	644	1.356	-	-	31.234	-	52.477
PNI del período t-1									
Total	-	-	107.358	96.002	97.303	94.395	-	-	395.058
(BEO+OTROS [I])	-	-	16.868	5.512	6.814	3.905	-	-	33.098
Mejoras operacionales y de seguridad	-	-	90.490	90.490	90.490	90.490	-	-	361.960
Gasoducto Vasconia - Mariquita 964.621									
IFPNI del período t-1									
Total	9.791	32.106	12.859	2.780	1.504	129.504	372.844	8.175	569.563
Inversiones en Informática; activos sede central; otros	377	2.074	-	-	1.504	129.504	359.140	8.175	500.774
Mejoras operacionales y de seguridad	9.414	30.032	12.859	2.780	-	-	13.704	-	68.789
PNI del período t-1									
Total	-	-	107.358	96.002	97.303	94.395	-	-	395.058
(BEO+OTROS [I])	-	-	16.868	5.512	6.814	3.905	-	-	33.098
Mejoras operacionales y de seguridad	-	-	90.490	90.490	90.490	90.490	-	-	361.960

Anexo 9. Inversiones de PNI-t-1 eIFPNI-t-1 no incluidas en Resolución número 110 de 2010 por falta de soporte (cont.)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL
USD de diciembre 31 de 2009									
Gasoducto La Belleza - Vasconia									1.625.473
IFPNI del período t-1									
Total	4.729	15.508	466.943	203.314	727	62.551	180.087	3.949	937.808
Inversiones en Informática; activos sede central; otros	82	1002	-	-	727	62.551	173.468	3.949	241.879
Mejoras operacionales y de Seguridad	4.547	14.506	466.943	203.314	-	-	6.619	-	695.929
PNI del período t-1									
Total	-	-	175.197	158.529	160.440	193.499	-	-	687.665
(BEO + OTROS [I])	-	-	24.757	8.090	10.001	5.732	-	-	48.580
Mejoras operacionales y de seguridad	-	-	150.439	150.439	150.439	187.767	-	-	639.085
Gasoducto La Belleza - Cogua									1.213.285
IFPNI del período t-1									
Total	128.858	32.858	1.351	2.845	1.540	140.731	408.718	72.498	789.399
Inversiones en Informática; activos sede central; otros	386	2.123	-	-	1.540	132.534	367.543	8.367	512.493
Mejoras operacionales y de Seguridad	128.472	30.735	1.351	2.845	-	-	14.025	64.131	241.559
Trampa de raspadores	-	-	-	-	-	8.197	27.150	-	35.347
PNI del período t-1									
Total	-	-	122.049	100.802	103.238	97.797	-	-	423.886
(BEO + OTROS [I])	-	-	315.59	10.312	12.748	7.307	-	-	61.926
Mejoras operacionales y de seguridad	-	-	90.490	90.490	90.490	90.490	-	-	361.960
Gasoducto Mariquita - Cali									1.966.665
IFPNI del período t-1									
Total	73.025	157.982	-	-	4.218	362.977	1.162.440	22.914	1.783.556
Inversiones en Informática; activos sede central; otros	1057	5.814	-	-	4.218	362.977	1006.611	22.914	1.403.591
Mejoras operacionales y de seguridad	71.968	152.168	-	-	-	-	155.829	-	379.965
PNI del período t-1									
Total	-	-	93.316	30.493	37.694	21.605	-	-	183.109
(BEO + OTROS [I])	-	-	93.316	30.493	37.694	21.605	-	-	183.109
Gasoducto Mariquita - Gualanday									608.883
IFPNI del período t-1									
Total	2.868	9.405	3.767	814	441	39.808	109.217	2.395	168.715
Inversiones en Informática; activos sede central; otros	110	608	-	-	441	37.935	105.203	2.395	146.692
Mejoras operacionales y de seguridad	2.758	8.797	3.767	814	-	1.873	4.014	-	22.023
PNI del período t-1									
Total	-	-	130.347	103.514	106.590	99.718	-	-	440.168
(BEO + OTROS [I])	-	-	39.857	13.024	16.100	9.228	-	-	78.208
Mejoras operacionales y de Seguridad	-	-	90.490	90.490	90.490	90.490	-	-	361.960
Gasoducto Gualanday - Neiva									1.410.904
IFPNI del período t-1									
Total	126.265	341.230	10.211	2.208	1.195	187.092	296.044	6.491	970.736
Inversiones en Informática; activos sede central; otros	299	1.647	-	-	1.195	102.828	285.163	6.491	397.623
Mejoras operacionales y de seguridad	125.966	339.583	10.211	2.208	-	84.264	10.881	-	573.113
PNI del período t-1									
Total	-	-	130.347	103.514	106.590	99.718	-	-	440.168
(BEO + OTROS [I])	-	-	39.857	13.024	16.100	9.228	-	-	78.208
Mejoras operacionales y de Seguridad	-	-	90.490	90.490	90.490	90.490	-	-	361.960
Gasoducto Montañuelo - Gualanday									1.495.554
IFPNI del período t-1									
Total	837	2.745	113	238	129	11.073	31.881	699	47.715
Inversiones en Informática; activos sede central; otros	32	177	-	-	129	11.073	30.709	699	42.819
Mejoras operacionales y de seguridad	805	2.568	113	238	-	-	1.172	-	4.896
PNI del período t-1									
Total	-	-	361.960	361.960	361.960	361.960	-	-	1.447.839
Mejoras operacionales y de Seguridad	-	-	361.960	361.960	361.960	361.960	-	-	1.447.839
Gasoducto El Porvenir - La Belleza									8.654.554
IFPNI del período t-1									
Total	579	3.184	737.461	1.864.537	2.309	207.922	572.251	12.548	3.400.791
Inversiones en Informática; activos sede central; otros	579	3.184	-	-	2.309	198.766	551.218	12.548	768.604
Implementación y optimización sistema SCADA	-	-	737.461	-	-	-	-	-	737.461
Mejoras operacionales y de seguridad	-	-	-	1.864.537	-	9.156	21.033	-	1.894.726
PNI del período t-1									
Total	-	1.987.385	946.997	757.599	785.300	776.482	-	-	5.253.763
(BEO + OTROS [I])	-	-	51.147	16.713	20.660	11.842	-	-	100.363
Implementación sistema SCADA	-	731.837	154.964	-	23.754	23.754	-	-	934.308
Mejoras operacionales y de Seguridad	-	1.255.548	740.886	740.886	740.886	740.886	-	-	4.219.092

Anexo 9. Inversiones de PNI-1 eIFPNI-1 no incluidas en Resolución número 110 de 2010 por falta de soporte (cont.)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL
USD de diciembre 31 de 2009									
Gasoducto Cusiana - Apiay									3.885.086
IFPNI del período t-1									
Total	31.117	264.272	-	-	987	85.971	244.499	5.361	632.207
Inversiones en Informática; activos sede central; otros	247	1360	-	-	987	84.924	235.512	5.361	328.391
Mejoras operacionales y de seguridad	2.774	196.553	-	-	-	1047	8.987	-	209.361
Compra e instalación válvulas de seccionamiento	28.096	66.359	-	-	-	-	-	-	94.455
PNI del período t-1									
Total	-	467.154	717.221	689.747	692.896	685.860	-	-	3.252.879
(BEO+OTROS [I])	-	-	40.809	13.335	16.484	9.448	-	-	80.077
Trampa de envío raspadores Cusiana	-	221.700	-	-	-	-	-	-	221.700
Compra e instalación válvulas de seccionamiento	-	62.212	-	-	-	-	-	-	62.212
Mejoras operacionales y de Seguridad	-	183.242	676.412	676.412	676.412	676.412	-	-	2.888.890
Gasoducto Apiay - Usme									1.261.524
IFPNI del período t-1									
Total	14.062	66.974	-	-	446	40.924	112.130	2.423	236.959
Inversiones en Informática; activos sede central; otros	112	615	-	-	446	38.374	106.420	2.423	148.390
Mejoras operacionales y de seguridad	1.254	66.359	-	-	-	2.550	5.710	-	75.873
Compra e instalación válvulas de seccionamiento	12.696	-	-	-	-	-	-	-	12.696
PNI del período t-1									
Total	-	157.226	237.624	210.150	213.300	206.264	-	-	1.024.565
(BEO+OTROS [I])	-	-	40.809	13.335	16.484	9.448	-	-	80.077
Compra e instalación calentador catalítico	-	57.687	-	-	-	-	-	-	57.687
Compra e instalación válvulas de seccionamiento	-	24.885	-	-	-	-	-	-	24.885
Mejoras operacionales y de Seguridad	-	74.654	196.816	196.816	196.816	196.816	-	-	861.916
Gasoducto Apiay - Villavicencio - Ocoa									320.430
IFPNI del período t-1									
Total	17.917	44.668	-	-	136	16.900	32.549	741	112.911
Inversiones en Informática; activos sede central; otros	34	188	-	-	136	11.737	32.549	741	45.385
Centro operacional villavicencio	17.883	44.480	-	-	-	5.163	-	-	67.526
PNI del período t-1									
Total	-	5.656	53.049	46.272	47.049	55.493	-	-	207.519
(BEO+OTROS [I])	-	-	10.066	3.289	4.066	2.331	-	-	19.752
Mejoras operacionales y de Seguridad	-	-	42.983	42.983	42.983	53.163	-	-	182.111
Centro operacional villavicencio	-	5.656	-	-	-	-	-	-	5.656
Gasoducto Ramales Boyacá - Santander									624.009
IFPNI del período t-1									
Total	90.485	1.572	-	-	1.140	98.149	272.186	6.196	469.728
Inversiones en Informática; activos sede central; otros	286	1.572	-	-	1.140	98.149	272.186	6.196	379.529
Mejoras operacionales y de Seguridad	90.199	-	-	-	-	-	-	-	90.199
PNI del período t-1									
Total	-	-	78.625	25.692	31.760	18.204	-	-	154.281
(BEO+OTROS [I])	-	-	78.625	25.692	31.760	18.204	-	-	154.281
Gasoductos del Sur de Bolívar									968.747
IFPNI del período t-1									
Total	3.367	36.423	249.026	425.759	101.641	124.639	27.892	-	968.747
Rehabilitación de los gasoductos del Sur de Bolívar	-	-	153.469	389.458	-	5.187	1.947	-	550.061
Inversiones en Geotecnia	3.367	36.423	95.557	36.301	101.641	119.452	25.945	-	418.686

[I] OTROS: comprende los proyectos "Infraestructura Ecogás y protección derechos de vía"

Fuente: Documento CREG 085 de 2011 y solicitud tarifaria de TGI con radicado E-2010-009151

El Presidente,

El Director Ejecutivo,

Federico Rengifo Vélez,
Ministro de Minas y Energía.

Germán Castro Ferreira.

Anexo 10. Evaluación de inversiones PNIi-1 e IFPNIi-1 según soportes reportados por TGI

Tramo	Año	Descripción del proyecto [1]	Variable	Valor solicitado (USD dic. 2009)		Evaluación CREG		
						Valoración	Rubro	Valor a reconocer USD de dic. 2009
Total								12.242.256
Resolución CREG 043 de 2002 - Gasoducto de La Sabana								
Gasoducto de La Sabana	2005	Bojacá - Zipacón	PNI t-1	812.466	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2004	Briceno - Leona	PNI t-1	801.883	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2005	Cajicá - Tablo	PNI t-1	2.120.371	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2004	Ceramita - Sopó	PNI t-1	813.768	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2009	Citigate Calle 13	PNI t-1	481.059	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2005	Citigate Cota	PNI t-1	520.539	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2006	Citigate Guaymaral	PNI t-1	508.956	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2007	Citigate Soacha	PNI t-1	501.849	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2005	Derivación ERD Briceno	PNI t-1	54.347	Proyecto no presentado en solicitud tarifaria.			
Gasoducto de La Sabana	2005	Derivación ERD Cartagenita	PNI t-1	55.601	Proyecto no presentado en solicitud tarifaria.			
Gasoducto de La Sabana	2006	Derivación ERD Facatativa	PNI t-1	212.549	Proyecto no presentado en solicitud tarifaria.			
Gasoducto de La Sabana	2004	Derivación ERD Sopó	PNI t-1	145.050	Proyecto no presentado en solicitud tarifaria.			
Gasoducto de La Sabana	2005	El Corzo - Bojacá	PNI t-1	976.741	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2005	ERD Bojacá	PNI t-1	29.328	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2005	ERD Briceno	PNI t-1	29.328	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2006	ERD Facatativa	PNI t-1	52.006	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2004	ERD Funza	PNI t-1	53.820	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2005	ERD Gachancipá	PNI t-1	29.328	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2005	ERD Madrid	PNI t-1	29.328	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2004	ERD Mosquera 1	PNI t-1	53.820	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2006	ERD Mosquera 2	PNI t-1	54.364	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2004	ERD Sopó	PNI t-1	29.676	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2005	ERD Tablo	PNI t-1	29.328	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2005	ERD Tenjo	PNI t-1	29.328	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2006	ERD Tocancipá	PNI t-1	28.676	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2006	ERD Zipacón	PNI t-1	28.676	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2009	Inversión en SCADA tipo I	PNI t-1	139.882	Proyecto no presentado en solicitud tarifaria.			
Gasoducto de La Sabana	2010	Inversión en SCADA tipo I	PNI t-1	3.423	Proyecto no presentado en solicitud tarifaria.			
Gasoducto de La Sabana	2009	Inversión en SCADA tipo II	PNI t-1	523.208	Proyecto no presentado en solicitud tarifaria.			
Gasoducto de La Sabana	2010	Inversión en SCADA tipo II	PNI t-1	33.472	Proyecto no presentado en solicitud tarifaria.			
Gasoducto de La Sabana	2005	La Ramada - Mosquera	PNI t-1	4.773.819	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2004	La Ramada - Río Bogotá	PNI t-1	763.149	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2005	Leona - Tocancipá	PNI t-1	518.837	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2005	Madrid - Facatativa	PNI t-1	2.661.535	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2005	Madrid - Madrid poblado (Derivación ERD Madrid)	PNI t-1	108.694	Proyecto no presentado en solicitud tarifaria.			
Gasoducto de La Sabana	2004	Mosquera - Funza poblado (Derivación ERD Funza)	PNI t-1	73.321	Proyecto no presentado en solicitud tarifaria.			
Gasoducto de La Sabana	2005	Mosquera - Madrid	PNI t-1	2.247.117	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2004	Mosquera - Mosquera poblado (Derivación Mosquera)	PNI t-1	109.983	Proyecto no presentado en solicitud tarifaria.			
Gasoducto de La Sabana	2007	Mosquera - Soacha	PNI t-1	5.106.685	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2004	Pueblo Viejo - San Rafael (Cota - Calle 80)	PNI t-1	3.853.494	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2004	San Rafael - La Ramada (Calle 80 - La Ramada)	PNI t-1	1.865.656	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2005	Tablo - Tenjo	PNI t-1	1.828.680	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Gasoducto de La Sabana	2005	Tocancipá - Gachancipá	PNI t-1	952.678	Se incluye en Res. 110 de 2003. Ver anexo 21 del documento CREG 085 de 2011			
Resolución CREG 076 de 2002 - Cusiana - el Porvenir								
Cusiana - El Porvenir	2009	Proyecto suministro e instalación de 34 sistemas de monitoreo remoto para los rectificadores de protección catódica.	IFPNI t-1	3.509	Proyecto no presentado en solicitud tarifaria.			
Cusiana - El Porvenir	2008	Suministro y configuración de doce (12) módems Smartdata con tecnología GPRS y compatibilidad con protocolo BSAP, MODBUS IP.	IFPNI t-1	1.514	Proyecto no presentado en solicitud tarifaria.			
Cusiana - El Porvenir	2002	Contrato Mandato sin representación y sin comisión entre Ecogás y la B.P. Conversión del tramo Cusiana - El Porvenir a gasoducto.	PNI t-1	2.052.169	Valor incluido en el valor eficiente reconocido por este gasoducto.			
Cusiana - El Porvenir	2004	Geotecnia	PNI t-1	14.451	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIi-1.	PNI-1 de 2004 en tramo Cusiana - El Porvenir		14.451

Anexo 10. Evaluación de inversiones PNI-1 e IFPNI-1 según soportes reportados por TGI (cont.)

Tramo	Año	Descripción del proyecto [1]	Variable	Valor solicitado (USD dic. 2009)	Evaluación CREG		
					Valoración	Rubro	Valor a reconocer
Cusiana - El Porvenir	2005	Geotecnia	PNI t-1	37.869	idem	idem	37.869
Cusiana - El Porvenir	2006	Geotecnia	PNI t-1	51.959	idem	idem	51.959
Cusiana - El Porvenir	2007	Geotecnia	PNI t-1	79.746	idem	idem	79.746
Cusiana - El Porvenir	2008	Geotecnia	PNI t-1	26.937	idem	idem	26.937
Cusiana - El Porvenir	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	111.134	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto. Por tanto, se debe incluir en la inversión de IFPNI-1.	IFPNI-1 de 2004 en tramo Cusiana - El Porvenir	111.134
Cusiana - El Porvenir	2010	Geotecnia	IFPNI t-1	16.746	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto. Por tanto, se debe incluir en la inversión de IFPNI-1.	idem	16.746
Resolución CREG 125 de 2003					En documento CREG 085 de 2011 se indica que no se encontró evidencia de la ejecución de este proyecto que se entiende está dentro del rubro "Inversiones en Informática, sede central y otros". También se indica que para efectos regulatorios este rubro forma parte de los gastos de AOM. La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de activos correspondientes a este proyecto para el respectivo año. Por tanto, se debe incluir como parte de los gastos de AOM. Se asigna este valor por tramos de gasoductos de acuerdo con la asignación presentada por TGI en la comunicación E-2011-004207.		
Sede Central	2009	Actualización de la plataforma HARDWARE DEL APPLIANCE FORTIGATE 100A A LA PLATAFORMA FORTIGATE 110C BUNDLE.	IFPNI t-1	2.121	idem	AOM de 2009	2.121
Sede Central	2009	Adquisición de 30 licencias de Microsoft Office, 10 licencias de Microsoft Project y 2 licencias de Microsoft SQL Server.	IFPNI t-1	65.733	idem	AOM de 2009	65.733
Sede Central	2008	Adquisición de muebles para adecuar la oficina.	IFPNI t-1	7.298	idem	AOM de 2008	7.298
Sede Central	2009	Adquisición de tres (3) licencias de Laser Fiche Full User.	IFPNI t-1	3.553	idem	AOM de 2009	3.553
Sede Central	2009	Adquisición de una (1) licencia de Autodesk Map Guide Enterprise 2 core versión 2010.	IFPNI t-1	7.133	idem	AOM de 2009	7.133
Sede Central	2007	Compra cámara sony dsc-s650 7.2 megapíxeles.	PNI t-1	346	idem	AOM de 2007	346
Sede Central	2008	Compra de (12) Impresoras multifuncionales.	IFPNI t-1	4.337	idem	AOM de 2008	4.337
Sede Central	2007	Compra de (2) teléfonos de audioconferencia polycom soundstation 2 y 2w expandible.us 1.518.	PNI t-1	1.970	idem	AOM de 2007	1.970
Sede Central	2009	Compra de 15 equipos celulares BlackBerry Curve 8900	IFPNI t-1	8.930	idem	AOM de 2009	8.930
Sede Central	2009	Compra de dos (2) teléfonos fax marca Panasonic	IFPNI t-1	409	idem	AOM de 2009	409
Sede Central	2008	Compra de Equipos de Medición y Calibración para presión, temperatura magnitudes eléctricas.	IFPNI t-1	229.747	idem	AOM de 2008	229.747
Sede Central	2009	Compra de kits contra derrames, puntos ecológicos y básculas.	IFPNI t-1	22.039	idem	AOM de 2009	22.039
Sede Central	2008	Compra de nueve (9) grecas	IFPNI t-1	1.279	idem	AOM de 2008	1.279
Sede Central	2009	Compra de siete (7) Hand Helds HART	IFPNI t-1	40.624	idem	AOM de 2009	40.624
Sede Central	2007	Compra de un teléfono para teleconferencia marca panasonic tipo polycom.	PNI t-1	900	idem	AOM de 2007	900
Sede Central	2009	Compra de una caja fuerte Referencia 45-100 B con clave digital	IFPNI t-1	1.125	idem	AOM de 2009	1.125
Sede Central	2007	Compra de una mesa de juntas de 2.40 x 1.20 y seis sillas operativa star medl.	PNI t-1	1.402	idem	AOM de 2007	1.402
Sede Central	2007	Compra de video beam epson powerlite 1705 de 2200 lumens.	PNI t-1	2.357	idem	AOM de 2007	2.357
Barrancabermeja - Sebastopol	2004	Compra e instalación del trim para la válvula reguladora del centro operacional Barrancabermeja.	PNI t-1	16.498	idem	AOM de 2004	16.498
Sede Central	2009	Compra equipos para comunicación Scada Mantenimiento directo.	IFPNI t-1	57.172	idem	AOM de 2009	57.172
Sede Central	2007	Compra impresora 11191 hp laserjet 1015 scnbj688029.	PNI t-1	859	idem	AOM de 2007	859
Sede Central	2009	Compra Recipientes para la disposición final de residuos en cumplimiento del plan institucional de gestión PIGA.	IFPNI t-1	19.751	idem	AOM de 2009	19.751
Sede Central	2008	Compra vehículo usado placas BLN899 de Bogotá, tipo camioneta.	IFPNI t-1	14.263	idem	AOM de 2008	14.263
Sede Central	2003	Construcción cafetería en las instalaciones de Ecogás.	PNI t-1	5.827	idem	Incluir en AOM de 2003	5.827
Sede Central	2009	Contratar el servicio de cableado de red de telefonía para la creación de dieciocho (18) puntos de teléfonos.	IFPNI t-1	1.164	idem	AOM de 2009	1.164
Sede Central	2009	Contratar el servicio de cableado estructurado para la creación de diez y ocho (18) puntos de cableado.	IFPNI t-1	5.517	idem	AOM de 2009	5.517
Sede Central	2009	Contratar el servicio de capacitación y sensibilización del personal de la sede administrativa de TGI.	IFPNI t-1	13.528	idem	AOM de 2009	13.528
Sede Central	2008	Contratar el suministro de dos (2) Medidores Ultrasonicos de Espesores Tipo DMS-2.	IFPNI t-1	14.560	idem	AOM de 2008	14.560
Sede Central	2009	Contratar el suministro de dos (2) Oscilloscope Option para equipos portátiles para pruebas de comunicaciones de audio.	IFPNI t-1	8.324	idem	AOM de 2009	8.324
Sede Central	2009	Contratar el Suministro de Licencias de Software.	IFPNI t-1	11.650	idem	AOM de 2009	11.650
Sede Central	2008	Contratar el suministro de muebles para la oficina de TGI S.A. ESP de Tunja.	IFPNI t-1	1.957	idem	AOM de 2008	1.957
Sede Central	2008	Contratar el suministro de tres (3) Medidores de Humedad Marca Panametrics Modelo 880 con sonda de muestreo adicional.	IFPNI t-1	37.113	idem	AOM de 2008	37.113
Sede Central	2009	Contratar el suministro e instalación de 11 puestos de trabajo (incluidas sus sillas) para el centro operacional de Paipa.	IFPNI t-1	24.305	idem	AOM de 2009	24.305
La Belleza - Cagua	2010	Contrato 750075-09. Contratar la prestación de servicios de asesoría técnica y en el área de salud ocupacional.	IFPNI t-1	43.021	idem	AOM de 2010	43.021

Anexo 10. Evaluación de inversiones PNI-1 e IFPNI-1 según soportes reportados por TGI (cont.)

Tramo	Año	Descripción del proyecto [1]	Variable	Valor solicitado (USD dic. 2009)	Evaluación CREG		
					Valoración	Rubro	Valor a reconocer
Gasoducto de Boyacá - Santander	2003	Ejecución de los trabajos adicionales de suministro e instalación de los equipos de monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	90.199	idem	AOM de 2003	90.199
Sede Central	2004	Elaborar en conjunto con la empresa la proyección de la demanda de gas natural de Ecogás.	PNI t-1	32.057	idem	AOM de 2004	32.057
Sede Central	2008	Mantenimiento de ciento treinta y un (131) licencias (nodos) perpetuos del Software antivirus McAfee AVD por un (1) año.	IFPNI t-1	1.785	idem	AOM de 2008	1.785
Sede Central	2009	Prestar el servicio de transporte de documentos de carácter confidencial.	IFPNI t-1	954	idem	AOM de 2009	954
Sede Central	2008	Proyecto de Adecuación del Centro de Cómputo, Sala de Servidores y Telecomunicaciones de TGI.	IFPNI t-1	57.959	idem	AOM de 2008	57.959
Sede Central	2009	Proyecto de Interconexión de Sedes Fase I - Año 2009	IFPNI t-1	49.272	idem	AOM de 2009	49.272
Aplay - Usme	2009	Proyecto suministro e instalación de 34 sistemas de monitoreo remoto.	IFPNI t-1	4.061	idem	AOM de 2009	4.061
Barrancabermeja - Sebastopol	2009	Proyecto suministro e instalación de 34 sistemas de monitoreo remoto.	IFPNI t-1	12.215	idem	AOM de 2009	12.215
Cusiana - Aplay	2009	Proyecto suministro e instalación de 34 sistemas de monitoreo remoto.	IFPNI t-1	8.987	idem	AOM de 2009	8.987
El Porvenir - La Belleza	2009	Proyecto suministro e instalación de 34 sistemas de monitoreo remoto.	IFPNI t-1	21.033	idem	AOM de 2009	21.033
Gualanday - Neiva	2009	Proyecto suministro e instalación de 34 sistemas de monitoreo remoto.	IFPNI t-1	10.881	idem	AOM de 2009	10.881
La Belleza - Cagua	2009	Proyecto suministro e instalación de 34 sistemas de monitoreo remoto.	IFPNI t-1	14.025	idem	AOM de 2009	14.025
Mariquita - Gualanday	2009	Proyecto suministro e instalación de 34 sistemas de monitoreo remoto.	IFPNI t-1	4.014	idem	AOM de 2009	4.014
Montañuelo - Gualanday	2009	Proyecto suministro e instalación de 34 sistemas de monitoreo remoto.	IFPNI t-1	1.172	idem	AOM de 2009	1.172
Sebastopol - Vasconia	2009	Proyecto suministro e instalación de 34 sistemas de monitoreo remoto.	IFPNI t-1	6.685	idem	AOM de 2009	6.685
Vasconia - La Belleza	2009	Proyecto suministro e instalación de 34 sistemas de monitoreo remoto.	IFPNI t-1	6.619	idem	AOM de 2009	6.619
Vasconia - Mariquita	2009	Proyecto suministro e instalación de 34 sistemas de monitoreo remoto.	IFPNI t-1	13.704	idem	AOM de 2009	13.704
Sede Central	2010	Purchase Order No. 6500000455 Purchase of 25 NIST REFPROP Version 8.0 Licenses.	IFPNI t-1	3.392	idem	AOM de 2010	3.392
Sede Central	2009	Realizar el diagnóstico y los diseños arquitectónicos internos.	IFPNI t-1	21.219	idem	AOM de 2009	21.219
Sede Central	2009	Realizar el suministro e instalación de 11 SWITCHES de última tecnología.	IFPNI t-1	94.292	idem	AOM de 2009	94.292
Sede Central	2008	Realizar la renovación de las licencias Microsoft.	IFPNI t-1	36.849	idem	AOM de 2008	36.849
Sede Central	2008	Remodelación de seis (6) áreas de trabajo en las instalaciones de TGI S.A. ESP	IFPNI t-1	2.927	idem	AOM de 2008	2.927
Sede Central	2008	Renovación Licencias Discovery Advantage + Helpdesk (120).	IFPNI t-1	4.560	idem	AOM de 2008	4.560
Sede Central	2008	Saldo contrato 056-07 Suministro de actualización licencia del simulador en tiempo real OLS - ESIPAS.	IFPNI t-1	284.422	idem	AOM de 2008	284.422
Sede Central	2009	Servicio de Alquiler de Equipos Portátiles.	IFPNI t-1	3.585	idem	AOM de 2009	3.585
Sede Central	2008	Suministrar diez (10) motobombas electro sumergibles.	IFPNI t-1	16.170	idem	AOM de 2008	16.170
Sede Central	2010	Suministrar los equipos servidores y prestar el servicio de configuración de los mismos.	IFPNI t-1	122.945	idem	AOM de 2010	122.945
Sede Central	2009	Suministrar y prestar la asistencia técnica para la instalación y puesta en marcha de dos (2) UPS de 30 KVA.	IFPNI t-1	64.125	idem	AOM de 2009	64.125
Sede Central	2009	Suministrar, diseñar, realizar el montaje y el transporte de una (1) caja de luz estructura COLD ROLL.	IFPNI t-1	2.156	idem	AOM de 2009	2.156
Sede Central	2008	Suministro de una (1) video cámara, estuche para video cámara, cámara fotográfica y seis (6) DVD recargables.	IFPNI t-1	694	idem	AOM de 2008	694
Sede Central	2008	Suministro de veinticuatro (24) cámaras fotográficas y cinco (5) video cámaras.	IFPNI t-1	6.650	idem	AOM de 2008	6.650
Sede Central	2009	Suministro e instalación de un 1 drive FC para una librería TS3200.	IFPNI t-1	12.316	idem	AOM de 2009	12.316
Sede Central	2009	Suministro Aire Acondicionado Primer Piso de la casa.	IFPNI t-1	2.363	idem	AOM de 2009	2.363
Sede Central	2009	Suministro de (1) una Planta Eléctrica portátil con motor a Gasolina para el Distrito de Tunja.	IFPNI t-1	1.058	idem	AOM de 2009	1.058
Sede Central	2009	Suministro de (11) Computadores de Flujo y 21 transmisores MVS con sensor de temperatura.	IFPNI t-1	194.093	idem	AOM de 2009	194.093
Sede Central	2009	Suministro de 25 teléfonos analógicos.	IFPNI t-1	912	idem	AOM de 2009	912
Sede Central	2009	Suministro de 6 impresoras Hp Laserjet de red y suministros de accesorios Informáticos.	IFPNI t-1	5.669	idem	AOM de 2009	5.669
Sede Central	2009	Suministro de 6 VIDEO BEAM.	IFPNI t-1	6.265	idem	AOM de 2009	6.265
Sede Central	2009	Suministro de 60 sillas giratorias.	IFPNI t-1	9.278	idem	AOM de 2009	9.278
Sede Central	2009	Suministro de Aires Acondicionados TIPO MINI SPLIT.	IFPNI t-1	16.746	idem	AOM de 2009	16.746
Sede Central	2009	Suministro de Appliance Fortigate 110C y servicio de Mantenimiento por un (1) año.	IFPNI t-1	4.540	idem	AOM de 2009	4.540
Sede Central	2008	Suministro de celdas (electrodos) de referencia Cu-CuSO4.	IFPNI t-1	1.324	idem	AOM de 2008	1.324
Sede Central	2008	Suministro de cinco (5) GPS.	IFPNI t-1	2.120	idem	AOM de 2008	2.120
Sede Central	2008	Suministro de cinco (5) neveras de 235 litros y siete (7) hornos micro ondas.	IFPNI t-1	1.826	idem	AOM de 2008	1.826

Anexo 10. Evaluación de inversiones PNI-1 e IFPNI-1 según soportes reportados por TGI (cont.)

Tramo	Año	Descripción del proyecto [1]	Variable	Valor solicitado (USD dic. 2009)	Evaluación CREG		
					Valoración	Rubro	Valor a reconocer
Sede Central	2008	Suministro de cinco (5) teléfonos digitales y diez (10) teléfonos analógicos.	IFPNI t-1	1.448	idem	AOM de 2008	1.448
Sede Central	2008	Suministro de cinco (5) teléfonos digitales y diez (10) teléfonos analógicos y Compra de 12 impresoras multifuncionales.	IFPNI t-1	609	idem	AOM de 2008	609
Sede Central	2009	Suministro de Cincuenta (50) Equipos de Computo.	IFPNI t-1	65.071	idem	AOM de 2009	65.071
Sede Central	2009	Suministro de correctores electrónicos de flujo marca MARCA EAGLE.	IFPNI t-1	241.549	idem	AOM de 2009	241.549
Barrancabermeja - Sebastopol	2010	Suministro de cuatro (4) mangueras de 1 1/2" de diametro x 100 pies de longitud.	IFPNI t-1	1.499	idem	AOM de 2010	1.499
Sede Central	2008	Suministro de cuatro (4) megohmetros portátiles.	IFPNI t-1	16.193	idem	AOM de 2008	16.193
Sede Central	2008	Suministro de dieciocho (18) licencias de software con dieciocho (18) llaves de Hardware USB.	IFPNI t-1	19.239	idem	AOM de 2008	19.239
Sede Central	2008	Suministro de dieciséis (16) explosímetros detectores de metano.	IFPNI t-1	13.271	idem	AOM de 2008	13.271
Sede Central	2008	Suministro de dieciséis (16) sillas ergonómicas.	IFPNI t-1	3.183	idem	AOM de 2008	3.183
Sede Central	2008	Suministro de diecisiete (17) pinzas voltiamperimétricas.	IFPNI t-1	9.184	idem	AOM de 2008	9.184
Sede Central	2008	Suministro de doce (12) microservidores Lantronix.	IFPNI t-1	7.571	idem	AOM de 2008	7.571
Sede Central	2008	Suministro de dos (2) equipos hidráulicos de torqueo completo y de dos (2) abridorías hidráulicos.	IFPNI t-1	85.739	idem	AOM de 2008	85.739
Sede Central	2008	Suministro de dos (2) equipos portátiles para pruebas de comunicaciones de radio Aeroflex 3500.	IFPNI t-1	22.453	idem	AOM de 2008	22.453
Sede Central	2008	Suministro de dos (2) Holiday detector para la TGI S.A. ESP.	IFPNI t-1	14.022	idem	AOM de 2008	14.022
Sede Central	2009	Suministro de Dos (2) Licencias Software rdIOPC Open Enterprise y Una (1) licencia Open Enterprise Reporting Suite.	IFPNI t-1	13.808	idem	AOM de 2009	13.808
Sede Central	2008	Suministro de elementos de dotación requeridos para el personal de brigadas de emergencia.	IFPNI t-1	871	idem	AOM de 2008	871
Sede Central	2008	Suministro de elementos informáticos para la plataforma tecnológica operativa.	IFPNI t-1	3.925	idem	AOM de 2008	3.925
Sede Central	2008	Suministro de equipos de cómputo portátiles y de escritorio.	IFPNI t-1	80.970	idem	AOM de 2008	80.970
Sede Central	2009	Suministro de equipos para mediciones de variables eléctricas.	IFPNI t-1	33.218	idem	AOM de 2009	33.218
Sede Central	2009	Suministro de equipos para mediciones de variables eléctricas.	IFPNI t-1	7.933	idem	AOM de 2009	7.933
Sede Central	2008	Suministro de estuches y accesorios para veinticuatro (24) cámaras fotográficas SONY DSC W-120.	IFPNI t-1	673	idem	AOM de 2008	673
Sede Central	2009	Suministro de herramientas para grupos de mantenimiento.	IFPNI t-1	19.768	idem	AOM de 2009	19.768
Sede Central	2009	Suministro de herramientas para grupos de mantenimiento.	IFPNI t-1	17.352	idem	AOM de 2009	17.352
Sede Central	2009	Suministro de herramientas para los Grupos de Mantenimiento.	IFPNI t-1	30.847	idem	AOM de 2009	30.847
Sede Central	2009	Suministro de herramientas para los Grupos de Mantenimiento.	IFPNI t-1	33.797	idem	AOM de 2009	33.797
Sede Central	2008	Suministro de Licencias de Software para los Equipos de Computo Portátiles y de Escritorio.	IFPNI t-1	33.400	idem	AOM de 2008	33.400
Sede Central	2008	Suministro de LOCALIZADORES DE TUBERIA.	IFPNI t-1	14.270	idem	AOM de 2008	14.270
Sebastopol - Vasconia	2009	Suministro de los equipos requeridos para la automatización de válvula.	IFPNI t-1	24.549	idem	AOM de 2009	24.549
Sede Central	2008	Suministro de MEDIDORES DE AISLAMIENTOS.	IFPNI t-1	1.256	idem	AOM de 2008	1.256
Sede Central	2009	Suministro de módems Smartdata GPRS con accesorios y amplificadores celulares.	IFPNI t-1	12.901	idem	AOM de 2009	12.901
Sede Central	2009	Suministro de muebles.	IFPNI t-1	1.860	idem	AOM de 2009	1.860
Sede Central	2008	Suministro de ocho (8) engrasadoras marca NORDSTROM.	IFPNI t-1	14.865	idem	AOM de 2008	14.865
Sede Central	2008	Suministro de setenta y cuatro (74) extintores.	IFPNI t-1	7.992	idem	AOM de 2008	7.992
Sede Central	2008	Suministro de siete (7) tarjetas CPU de 150 Mhz, 1Mb SRAM, 4Mb SDRAM, 16Mb Flash con 1 puerto Ethernet.	IFPNI t-1	20.448	idem	AOM de 2008	20.448
Sede Central	2009	Suministro de tarjetas y partes para las RTU Controlwave Bristol.	IFPNI t-1	92.746	idem	AOM de 2009	92.746
Sede Central	2008	Suministro de tres (3) osciloscopios digitales portátiles y tres (3) maletines profesionales.	IFPNI t-1	10.051	idem	AOM de 2008	10.051
Sede Central	2009	Suministro de tres (3) ventiladores de pedestal.	IFPNI t-1	204	idem	AOM de 2009	204
Sede Central	2008	Suministro de tres (3) video beams.	IFPNI t-1	6.418	idem	AOM de 2008	6.418
Sede Central	2009	Suministro de tres estantes metálicos.	IFPNI t-1	3.632	idem	AOM de 2009	3.632
Sede Central	2009	Suministro de un (1) equipo de aire acondicionado de 12.000 BTU.	IFPNI t-1	527	idem	AOM de 2009	527
Aplay - Usme	2008	Suministro de un (1) juego de tres (3) paneles solares de 65 watts y salida a 18 VDC c/u.	IFPNI t-1	1.503	idem	AOM de 2008	1.503
Aplay - Usme	2009	Suministro de un (1) juego de tres (3) paneles solares de 65 watts y salida a 18 VDC c/u.	IFPNI t-1	1.650	idem	AOM de 2008	1.650
Sede Central	2008	Suministro de un equipo de fotocopiado multifuncional RICOH MP 161.	IFPNI t-1	1.525	idem	AOM de 2008	1.525
Sede Central	2008	Suministro de un equipo Tapping Machine marca IPSCO.	IFPNI t-1	781.274	idem	AOM de 2008	781.274
Sede Central	2009	Suministro de un equipo Tapping Machine marca IPSCO, modelo IP-508.	IFPNI t-1	1.286.200	idem	AOM de 2009	1.286.200
Sede Central	2008	Suministro de un equipo Tapping Machine, T-101.	IFPNI t-1	20.554	idem	AOM de 2008	20.554
Aplay - Usme	2008	Suministro de un juego de tres (3) paneles solares de 65 Watts y salida de 18 VDC.	IFPNI t-1	1.047	idem	AOM de 2008	1.047
Cusiana - Aplay	2008	Suministro de un juego de tres (3) paneles solares de 65 Watts y salida de 18 VDC.	IFPNI t-1	1.047	idem	AOM de 2008	1.047
Sede Central	2009	Suministro de un servicio de consultoría ABAP.	IFPNI t-1	2.781	idem	AOM de 2009	2.781

Anexo 10. Evaluación de inversiones PNII-1 e IFPNI-1 según soportes reportados por TGI (cont.)

Tramo	Año	Descripción del proyecto [1]	Variable	Valor solicitado (USD dic. 2009)		Evaluación CREG		
						Valoración	Rubro	Valor a reconocer
Sede Central	2008	Suministro de un servidor para Migración de Microsoft Exchange Server 2003 Standard Edition.	IFPNI t-1	9.653	ídem	AOM de 2008		9.653
Sede Central	2009	Suministro de una (1) cámara fotográfica digital.	IFPNI t-1	234	ídem	AOM de 2009		234
Sede Central	2009	Suministro de una (1) silla ergonómica y acondicionamiento de dieciséis (16) puestos de trabajo.	IFPNI t-1	15.059	ídem	AOM de 2009		15.059
Sede Central	2008	Suministro de una cámara fotográfica.	IFPNI t-1	222	ídem	AOM de 2008		222
Sede Central	2009	Suministro de una Filmadora.	IFPNI t-1	1.858	ídem	AOM de 2009		1.858
Sede Central	2009	Suministro e instalación de cámaras para seguridad y vigilancia.	IFPNI t-1	277.189	ídem	AOM de 2009		277.189
Gualanday - Neiva	2005	Suministro e instalación de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	9.162	ídem	AOM de 2005		9.162
Mariquita - Gualanday	2005	Suministro e instalación de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	3.380	ídem	AOM de 2005		3.380
Vasconia - La Belleza	2005	Suministro e instalación de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	5.573	ídem	AOM de 2005		5.573
Vasconia - Mariquita	2005	Suministro e instalación de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	11.539	ídem	AOM de 2005		11.539
Sede Central	2009	Suministro e instalación de un (1) medidor de energía eléctrica de estado sólido.	IFPNI t-1	1.422	ídem	AOM de 2009		1.422
Sede Central	2007	Suministro e instalación de un aire acondicionado.	PNI t-1	1.330	ídem	AOM de 2007		1.330
Sede Central	2009	Suministro e instalación de un puesto de trabajo en madera.	IFPNI t-1	4.218	ídem	AOM de 2009		4.218
Sede Central	2008	Suministro e instalación del sistema de control de acceso.	IFPNI t-1	60.102	ídem	AOM de 2008		60.102
El Porvenir - La Belleza	2008	Suministro y configuración de doce (12) módems Smartdata con tecnología GPRS.	IFPNI t-1	9.156	ídem	AOM de 2008		9.156
Barrancabermeja - Sebastopol	2003	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	4.620	ídem	AOM de 2003		4.620
Gualanday - Neiva	2003	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	4.116	ídem	AOM de 2003		4.116
La Belleza - Cagua	2003	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	5.305	ídem	AOM de 2003		5.305
Mariquita - Gualanday	2003	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	1.518	ídem	AOM de 2003		1.518
Montañuelo - Gualanday	2003	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	443	ídem	AOM de 2003		443
Sebastopol - Vasconia	2003	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	2.529	ídem	AOM de 2003		2.529
Vasconia - La Belleza	2003	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	2.504	ídem	AOM de 2003		2.504
Vasconia - Mariquita	2003	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	5.183	ídem	AOM de 2003		5.183
Barrancabermeja - Sebastopol	2004	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	11.161	ídem	AOM de 2004		11.161
Gualanday - Neiva	2004	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	9.942	ídem	AOM de 2004		9.942
La Belleza - Cagua	2004	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	12.814	ídem	AOM de 2004		12.814
Mariquita - Gualanday	2004	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	3.668	ídem	AOM de 2004		3.668
Montañuelo - Gualanday	2004	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	1.071	ídem	AOM de 2004		1.071
Sebastopol - Vasconia	2004	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	6.108	ídem	AOM de 2004		6.108
Vasconia - La Belleza	2004	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	6.048	ídem	AOM de 2004		6.048
Vasconia - Mariquita	2004	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	12.521	ídem	AOM de 2004		12.521
Apiay - Usme	2003	Suministro, instalación y ensamble de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	1.254	ídem	AOM de 2003		1.254
Barrancabermeja - Sebastopol	2003	Suministro, instalación y ensamble de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	3.771	ídem	AOM de 2003		3.771
Cusiana - Apiay	2003	Suministro, instalación y ensamble de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	2.774	ídem	AOM de 2003		2.774
Gualanday - Neiva	2003	Suministro, instalación y ensamble de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	3.359	ídem	AOM de 2003		3.359
La Belleza - Cagua	2003	Suministro, instalación y ensamble de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	4.330	ídem	AOM de 2003		4.330
Mariquita - Gualanday	2003	Suministro, instalación y ensamble de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	1.239	ídem	AOM de 2003		1.239
Montañuelo - Gualanday	2003	Suministro, instalación y ensamble de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	362	ídem	AOM de 2003		362
Sebastopol - Vasconia	2003	Suministro, instalación y ensamble de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	2.064	ídem	AOM de 2003		2.064
Vasconia - La Belleza	2003	Suministro, instalación y ensamble de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	2.044	ídem	AOM de 2003		2.044
Vasconia - Mariquita	2003	Suministro, instalación y ensamble de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	4.231	ídem	AOM de 2003		4.231
Apiay - Villavicencio - Ocoa	2008	Suministro, instalación y puesta en marcha de dos (2) sistemas de aire acondicionado.	IFPNI t-1	5.163	ídem	AOM de 2008		5.163
Gualanday - Neiva	2008	Suministro, instalación y puesta en marcha de tres (3) sistemas de aire acondicionado.	IFPNI t-1	3.745	ídem	AOM de 2008		3.745
Mariquita - Gualanday	2008	Suministro, instalación y puesta en marcha de tres (3) sistemas de aire acondicionado.	IFPNI t-1	1.873	ídem	AOM de 2008		1.873
Armenia - Cali	2009	Suministro, instalación y puesta en marcha de un cromatógrafo en línea.	IFPNI t-1	155.829	ídem	AOM de 2009		155.829
La Belleza - Cagua	2006	Suministro, instalación y puesta en marcha en sitio de una planta eléctrica de emergencia de 7,5 kw diesel.	IFPNI t-1	2.845	ídem	AOM de 2009		2.845
Sede Central	2009	Suscribir el Adicional No.1 al Contrato No.750002 de 2009 en el alcance, .	IFPNI t-1	49.589	ídem	AOM de 2009		49.589
Sede Central	2009	Viatcos y gastos de viaje PIGA	IFPNI t-1	2.653	ídem	AOM de 2009		2.653

Anexo 10. Evaluación de inversiones PNIt-1 e IFPNIt-1 según soportes reportados por TGI (cont.)

Tramo	Año	Descripción del proyecto [1]	Variable	Valor solicitado (USD dic. 2009)	Evaluación CREG		
					Valoración	Rubro	Valor a reconocer
Parte de la Expansión desde Ballena							
Barrancabermeja - Sebastopol	2006	Estación Compresora de Barrancabermeja	IFPNI t-1	9.160.762	Valor eficiente se incluye en valor reconocido en Res. CREG 110 de 2011 para cada estación compresora.		
Barrancabermeja - Sebastopol	2008	Estación Compresora de Barrancabermeja	IFPNI t-1	2.541.547	Idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2009	Estación Compresora de Barrancabermeja	IFPNI t-1	3.553.989	Idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2010	Estación Compresora de Barrancabermeja	IFPNI t-1	10.403.017	Idem		
Ballena - Barrancabermeja	2006	Estación Compresora de Casacará	IFPNI t-1	13.048.931	Idem		
Ballena - Barrancabermeja	2008	Estación Compresora de Casacará	IFPNI t-1	25.690	Idem		
Ballena - Barrancabermeja	2009	Estación Compresora de Casacará	IFPNI t-1	3.749.314	Idem		
Ballena - Barrancabermeja	2010	Estación Compresora de Casacará	IFPNI t-1	9.916.075	Idem		
Ballena - Barrancabermeja	2008	Estación Compresora de Curumaní	IFPNI t-1	25.690	Idem		
Ballena - Barrancabermeja	2009	Estación Compresora de Curumaní	IFPNI t-1	11.898.345	Idem		
Ballena - Barrancabermeja	2010	Estación Compresora de Curumaní	IFPNI t-1	21.839.621	Idem		
Ballena - Barrancabermeja	2008	Estación Compresora de Hatonuevo	IFPNI t-1	105.920	Idem		
Ballena - Barrancabermeja	2009	Estación Compresora de Hatonuevo	IFPNI t-1	6.383.546	Idem		
Ballena - Barrancabermeja	2010	Estación Compresora de Hatonuevo	IFPNI t-1	13.312.403	Idem		
Ballena - Barrancabermeja	2008	Estación Compresora de La Jagua del Pilar	IFPNI t-1	25.690	Idem		
Ballena - Barrancabermeja	2009	Estación Compresora de La Jagua del Pilar	IFPNI t-1	12.151.359	Idem		
Ballena - Barrancabermeja	2010	Estación Compresora de La Jagua del Pilar	IFPNI t-1	21.619.888	Idem		
Ballena - Barrancabermeja	2008	Estación Compresora de Norean	IFPNI t-1	3.229.033	Idem		
Ballena - Barrancabermeja	2009	Estación Compresora de Norean	IFPNI t-1	6.571.236	Idem		
Ballena - Barrancabermeja	2010	Estación Compresora de Norean	IFPNI t-1	13.556.139	Idem		
Ballena - Barrancabermeja	2008	Estación Compresora de San Alberto	IFPNI t-1	25.690	Idem		
Ballena - Barrancabermeja	2009	Estación Compresora de San Alberto	IFPNI t-1	11.945.798	Idem		
Ballena - Barrancabermeja	2010	Estación Compresora de San Alberto	IFPNI t-1	21.941.835	Idem		
El Porvenir - La Belleza	2005	Estación Compresora de Miraflores (Diseño y construcción, etc)	IFPNI t-1	11.517	Valor eficiente se incluye en valor reconocido en Res. 110 de 2011 para cada estación compresora. Costo de traslado es riesgo del agente.		
El Porvenir - La Belleza	2006	Estación Compresora de Miraflores (Diseño y construcción, etc.)	IFPNI t-1	58.747	Idem		
El Porvenir - La Belleza	2006	Estación Compresora de Miraflores (Diseño y construcción, etc.)	IFPNI t-1	4.619.319	Idem		
El Porvenir - La Belleza	2007	Estación Compresora de Miraflores (Diseño y construcción, etc.)	IFPNI t-1	105.654	Idem		
El Porvenir - La Belleza	2006	Estación Compresora de Miraflores (Unidades trasladadas desde Norean y Vasconia).	IET-1	8.293.770	Idem		
Unidad Compresora de Vasconia							
Vasconia - Mariquita	2008	Estación Compresora de Vasconia	IFPNI t-1	3.134.912	Idem		
Vasconia - Mariquita	2009	Estación Compresora de Vasconia	IFPNI t-1	1.552.445	Idem		
Pendientes por confirmar si son Inversiones nuevas							
Aplay - Usme	2003	Compra 3 válvulas de seccionamiento y 13 válvulas de corte.	PNI t-1	12.696	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto, y aclara su origen. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIt-1 del tramo Aplay - Usme.	PNIt-1 del tramo Aplay - Usme	12.696
Aplay - Usme	2004	Compra 3 válvulas de seccionamiento y 13 válvulas de corte.	PNI t-1	66.359	Idem	Idem	66.359
Cusiana - Aplay	2003	Compra 3 válvulas de seccionamiento y 13 válvulas de corte.	PNI t-1	28.096	Idem	Idem	28.096
Cusiana - Aplay	2004	Compra 3 válvulas de seccionamiento y 13 válvulas de corte.	PNI t-1	66.359	Idem	Idem	66.359
Sur de Bolívar	2009	Compra de un medidor rotativo G65 para el CG San Vicente de Chucurí.	IFPNI t-1	1.947	La recurrente precisa que se trata de reemplazo de infraestructura, lo cual no se incluye en los cargos antes de que el activo reemplazado cumpla su vida útil.		
Aplay - Villavicencio - Ocoa	2004	Compra e instalación de un cromatógrafo.	PNI t-1	44.480	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto, y aclara su origen. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIt-1 del tramo Aplay - Villavicencio - Ocoa.		44.480
Cusiana - Aplay	2004	Suministro trampa de recibo de 12" y lanzamiento en 10" ansi 600 con el fin de ejecutar el proyecto de mejoras operacionales en el Gasoducto Cusiana - Aplay.	PNI t-1	196.553	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto, y aclara su origen. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIt-1 del tramo Cusiana - Aplay.	PNIt-1 del tramo Cusiana - Aplay	196.553
La Belleza - Cogua	2008	Trampa Boquemonte.	IFPNI t-1	8.197	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto, y aclara su origen. Por tanto, se debe incluir en la inversión de IFPNIt-1 del tramo La Belleza - Cogua.	IFPNIt-1 del tramo La Belleza - cogua	8.197
La Belleza - Cogua	2009	Trampa Boquemonte.	IFPNI t-1	5.816	Idem	Idem	5.816
La Belleza - Cogua	2009	Trampa Boquemonte.	IFPNI t-1	21.333	Idem	Idem	21.333
Aplay - Villavicencio - Ocoa	2003	Adquisición Planta eléctrica de respaldo.	PNI t-1	17.883	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto, y aclara su origen. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIt-1 del tramo Aplay - Villavicencio - Ocoa.	PNIt-1 del tramo Aplay - Villavicencio - Ocoa	17.883
Geotecnia							
Aplay - Usme	2003	Geotecnia	PNI t-1	1.050	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 237 del documento CREG 085 de 2011.		
Aplay - Usme	2004	Geotecnia	PNI t-1	52.867	Idem		
Aplay - Usme	2005	Geotecnia	PNI t-1	129.837	Idem		
Aplay - Usme	2006	Geotecnia	PNI t-1	80.102	Idem		
Aplay - Usme	2007	Geotecnia	PNI t-1	284.795	Idem		
Aplay - Usme	2008	Geotecnia	PNI t-1	84.433	Idem		
Aplay - Villavicencio - Ocoa	2003	Geotecnia	PNI t-1	249	Idem		
Aplay - Villavicencio - Ocoa	2004	Geotecnia	PNI t-1	11.641	Idem		
Aplay - Villavicencio - Ocoa	2005	Geotecnia	PNI t-1	29.180	Idem		
Aplay - Villavicencio - Ocoa	2006	Geotecnia	PNI t-1	17.449	Idem		
Aplay - Villavicencio - Ocoa	2007	Geotecnia	PNI t-1	64.100	Idem		
Aplay - Villavicencio - Ocoa	2008	Geotecnia	PNI t-1	19.004	Idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2003	Geotecnia	PNI t-1	16.085	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 214 del documento CREG 085 de 2011.		
Barrancabermeja - Sebastopol	2004	Geotecnia	PNI t-1	156.166	Idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2005	Geotecnia	PNI t-1	207.948	Idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2006	Geotecnia	PNI t-1	100.054	Idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2007	Geotecnia	PNI t-1	101.310	Idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2008	Geotecnia	PNI t-1	168.289	Idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	122.722	Idem		
Cusiana - Aplay	2003	Geotecnia	PNI t-1	1.164	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 237 del documento CREG 085 de 2011.		
Cusiana - Aplay	2004	Geotecnia	PNI t-1	57.806	Idem		
Cusiana - Aplay	2005	Geotecnia	PNI t-1	160.076	Idem		
Cusiana - Aplay	2006	Geotecnia	PNI t-1	87.328	Idem		
Cusiana - Aplay	2007	Geotecnia	PNI t-1	321.754	Idem		
Cusiana - Aplay	2008	Geotecnia	PNI t-1	95.390	Idem		

Anexo 10. Evaluación de inversiones PNII-1 e IFPNI-1 según soportes reportados por TGI (cont.)

Tramo	Año	Descripción del proyecto [1]	Variable	Valor solicitado (USD dic. 2009)	Evaluación CREG		
					Valoración	Rubro	Valor a reconocer
El Porvenir - La Belleza	2004	Geotecnia	PNI t-1	185.570	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 234 del documento CREG 085 de 2011.		
El Porvenir - La Belleza	2005	Geotecnia	PNI t-1	215.881	idem		
El Porvenir - La Belleza	2006	Geotecnia	PNI t-1	342.581	idem		
El Porvenir - La Belleza	2007	Geotecnia	PNI t-1	635.715	idem		
El Porvenir - La Belleza	2008	Geotecnia	PNI t-1	214.734	idem		
El Porvenir - La Belleza	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	885.933	idem		
El Porvenir - La Belleza	2010	Geotecnia	IFPNI t-1	133.498	idem		
Gualanday - Neiva	2003	Geotecnia	PNI t-1	13.207	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 232 del documento CREG 085 de 2011.		
Gualanday - Neiva	2004	Geotecnia	PNI t-1	114.120	idem		
Gualanday - Neiva	2005	Geotecnia	PNI t-1	163.249	idem		
Gualanday - Neiva	2006	Geotecnia	PNI t-1	88.420	idem		
Gualanday - Neiva	2007	Geotecnia	PNI t-1	81.260	idem		
Gualanday - Neiva	2008	Geotecnia	PNI t-1	134.983	idem		
Gualanday - Neiva	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	98.434	idem		
La Belleza - Cagua	2003	Geotecnia	PNI t-1	18.272	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 228 del documento CREG 085 de 2011.		
La Belleza - Cagua	2004	Geotecnia	PNI t-1	154.013	idem		
La Belleza - Cagua	2005	Geotecnia	PNI t-1	284.801	idem		
La Belleza - Cagua	2006	Geotecnia	PNI t-1	152.294	idem		
La Belleza - Cagua	2007	Geotecnia	PNI t-1	125.471	idem		
La Belleza - Cagua	2008	Geotecnia	PNI t-1	208.424	idem		
La Belleza - Cagua	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	151.989	idem		
Mariquita - Gualanday	2003	Geotecnia	PNI t-1	7.597	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 232 del documento CREG 085 de 2011.		
Mariquita - Gualanday	2004	Geotecnia	PNI t-1	61.777	idem		
Mariquita - Gualanday	2005	Geotecnia	PNI t-1	92.731	idem		
Mariquita - Gualanday	2006	Geotecnia	PNI t-1	62.482	idem		
Mariquita - Gualanday	2007	Geotecnia	PNI t-1	48.655	idem		
Mariquita - Gualanday	2008	Geotecnia	PNI t-1	80.822	idem		
Mariquita - Gualanday	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	58.938	idem		
Montañuelo - Gualanday	2003	Geotecnia	PNI t-1	1.909	idem		
Montañuelo - Gualanday	2004	Geotecnia	PNI t-1	19.138	idem		
Montañuelo - Gualanday	2005	Geotecnia	PNI t-1	20.832	idem		
Montañuelo - Gualanday	2006	Geotecnia	PNI t-1	10.910	idem		
Montañuelo - Gualanday	2007	Geotecnia	PNI t-1	11.470	idem		
Montañuelo - Gualanday	2008	Geotecnia	PNI t-1	19.053	idem		
Montañuelo - Gualanday	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	13.894	idem		
Sebastopol - Vasconia	2003	Geotecnia	PNI t-1	8.648	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 218 del documento CREG 085 de 2011.		
Sebastopol - Vasconia	2004	Geotecnia	PNI t-1	74.804	idem		
Sebastopol - Vasconia	2005	Geotecnia	PNI t-1	105.417	idem		
Sebastopol - Vasconia	2006	Geotecnia	PNI t-1	54.279	idem		
Sebastopol - Vasconia	2007	Geotecnia	PNI t-1	52.200	idem		
Sebastopol - Vasconia	2008	Geotecnia	PNI t-1	86.711	idem		
Sebastopol - Vasconia	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	63.232	idem		
Vasconia - La Belleza	2003	Geotecnia	PNI t-1	15.086	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 224 del documento CREG 085 de 2011.		
Vasconia - La Belleza	2004	Geotecnia	PNI t-1	149.077	idem		
Vasconia - La Belleza	2005	Geotecnia	PNI t-1	289.472	idem		
Vasconia - La Belleza	2006	Geotecnia	PNI t-1	93.079	idem		
Vasconia - La Belleza	2007	Geotecnia	PNI t-1	105.996	idem		
Vasconia - La Belleza	2008	Geotecnia	PNI t-1	176.073	idem		
Vasconia - La Belleza	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	128.397	idem		
Vasconia - Mariquita	2003	Geotecnia	PNI t-1	17.745	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 221 del documento CREG 085 de 2011.		
Vasconia - Mariquita	2004	Geotecnia	PNI t-1	147.431	idem		
Vasconia - Mariquita	2005	Geotecnia	PNI t-1	212.538	idem		
Vasconia - Mariquita	2006	Geotecnia	PNI t-1	111.308	idem		
Vasconia - Mariquita	2007	Geotecnia	PNI t-1	105.571	idem		
Vasconia - Mariquita	2008	Geotecnia	PNI t-1	175.366	idem		
Vasconia - Mariquita	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	127.882	idem		
Geotecnia Sur de Bolívar							
Sur de Bolívar	2003	Geotecnia	PNI t-1	3.367	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto, y aclara su origen. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNII-1 del grupo de gasoductos Sur de Bolívar.	PNII-1 de gasoductos del Sur de Bolívar	3.367
Sur de Bolívar	2004	Geotecnia	PNI t-1	36.423	idem	idem	36.423
Sur de Bolívar	2005	Geotecnia	PNI t-1	95.557	idem	idem	95.557
Sur de Bolívar	2006	Geotecnia	PNI t-1	36.301	idem	idem	36.301
Sur de Bolívar	2007	Geotecnia	PNI t-1	101.641	idem	idem	101.641
Sur de Bolívar	2008	Geotecnia	PNI t-1	119.452	idem	idem	119.452
Sur de Bolívar	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	25.945	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto, y aclara su origen. Por tanto, se debe incluir en la inversión de IPNII-1 del grupo de gasoductos Sur de Bolívar.	IFPNI-1 de gasoductos del Sur de Bolívar	25.945
Mejora del COGB							
Barrancabermeja - Sebastopol	2008	Mejora COGB	IFPNI t-1	498.125	Se entiende que este proyecto corresponde al proyecto "Mejoras en el COGB Barrancabermeja" indicado en el documento CREG 085 de 2011 (ver página 214). La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto, por tanto se debe incluir como parte de IFPNI-1. El valor de la solicitud tarifaria asciende a USD 3.233.599 para los años 2008 a 2010 del tramo Barranca - Sebastopol (ver tabla 21 del documento CREG 085 de 2011).	Passar a IFPNI-1 del tramo Barranca - Sebastopol el valor presentado en la solicitud tarifaria.	3.233.599
Barrancabermeja - Sebastopol	2009	Mejora COGB	IFPNI t-1	696.557	idem	idem	
Barrancabermeja - Sebastopol	2010	Mejora COGB	IFPNI t-1	3.609.824	idem	idem	

Tramo	Año	Descripción del proyecto [1]	Variable	Valor solicitado (USD dic. 2009)	Evaluación CREG		
					Valoración	Rubro	Valor a reconocer
Sede Central	2008	Suministro de cinco (5) teléfonos digitales y diez (10) teléfonos analógicos.	IFPNI t-1	1.448	idem	AOM de 2008	1.448
Sede Central	2008	Suministro de cinco (5) teléfonos digitales y diez (10) teléfonos analógicos y Compra de 12 impresoras multifuncionales.	IFPNI t-1	609	idem	AOM de 2008	609
Sede Central	2009	Suministro de Cincuenta (50) Equipos de Computo.	IFPNI t-1	65.071	idem	AOM de 2009	65.071
Sede Central	2009	Suministro de correctores electrónicos de flujo marca MARCA EAGLE.	IFPNI t-1	241.549	idem	AOM de 2009	241.549
Barrancabermeja - Sebastopol	2010	Suministro de cuatro (4) mangueras de 1 1/2" de diametro x 100 pies de longitud.	IFPNI t-1	1.499	idem	AOM de 2010	1.499
Sede Central	2008	Suministro de cuatro (4) megohmetros portátiles.	IFPNI t-1	16.193	idem	AOM de 2008	16.193
Sede Central	2008	Suministro de dieciocho (18) licencias de software con dieciocho (18) llaves de Hardware USB.	IFPNI t-1	19.239	idem	AOM de 2008	19.239
Sede Central	2008	Suministro de dieciseis (16) explosímetros detectores de metano.	IFPNI t-1	13.271	idem	AOM de 2008	13.271
Sede Central	2008	Suministro de dieciséis (16) sillas ergonómicas.	IFPNI t-1	3.183	idem	AOM de 2008	3.183
Sede Central	2008	Suministro de diecisiete (17) pinzas voltiamperimétricas.	IFPNI t-1	9.184	idem	AOM de 2008	9.184
Sede Central	2008	Suministro de doce (12) microservidores Lantronix.	IFPNI t-1	7.571	idem	AOM de 2008	7.571
Sede Central	2008	Suministro de dos (2) equipos hidráulicos de torqueo completo y de dos (2) abrebridas hidráulicos.	IFPNI t-1	85.739	idem	AOM de 2008	85.739
Sede Central	2008	Suministro de dos (2) equipos portátiles para pruebas de comunicaciones de radio Aeroflex 3500.	IFPNI t-1	22.453	idem	AOM de 2008	22.453
Sede Central	2008	Suministro de dos (2) Holiday detector para la TGI S.A. ESP.	IFPNI t-1	14.022	idem	AOM de 2008	14.022
Sede Central	2009	Suministro de Dos (2) Licencias Software rdiOPC Open Enterprise y Una (1) licencia Open Enterprise Reporting Suite.	IFPNI t-1	13.808	idem	AOM de 2009	13.808
Sede Central	2008	Suministro de elementos de dotación requeridos para el personal de brigadas de emergencia.	IFPNI t-1	871	idem	AOM de 2008	871
Sede Central	2008	Suministro de elementos informáticos para la plataforma tecnológica operativa.	IFPNI t-1	3.925	idem	AOM de 2008	3.925
Sede Central	2008	Suministro de equipos de cómputo portátiles y de escritorio.	IFPNI t-1	80.970	idem	AOM de 2008	80.970
Sede Central	2009	Suministro de equipos para mediciones de variables eléctricas.	IFPNI t-1	33.218	idem	AOM de 2009	33.218
Sede Central	2009	Suministro de equipos para mediciones de variables eléctricas.	IFPNI t-1	7.933	idem	AOM de 2009	7.933
Sede Central	2008	Suministro de estuches y accesorios para veinticuatro (24) cámaras fotográficas SONY DSC W-120.	IFPNI t-1	673	idem	AOM de 2008	673
Sede Central	2009	Suministro de herramientas para grupos de mantenimiento.	IFPNI t-1	19.768	idem	AOM de 2009	19.768
Sede Central	2009	Suministro de herramientas para grupos de mantenimiento.	IFPNI t-1	17.352	idem	AOM de 2009	17.352
Sede Central	2009	Suministro de herramientas para los Grupos de Mantenimiento.	IFPNI t-1	30.847	idem	AOM de 2009	30.847
Sede Central	2009	Suministro de herramientas para los Grupos de Mantenimiento.	IFPNI t-1	33.797	idem	AOM de 2009	33.797
Sede Central	2008	Suministro de Licencias de Software para los Equipos de Cómputo Portátiles y de Escritorio.	IFPNI t-1	33.400	idem	AOM de 2008	33.400
Sede Central	2008	Suministro de LOCALIZADORES DE TUBERIA.	IFPNI t-1	14.270	idem	AOM de 2008	14.270
Sebastopol - Vasconia	2009	Suministro de los equipos requeridos para la automatización de válvula.	IFPNI t-1	24.549	idem	AOM de 2009	24.549
Sede Central	2008	Suministro de MEDIDORES DE AISLAMIENTOS.	IFPNI t-1	1.256	idem	AOM de 2008	1.256
Sede Central	2009	Suministro de módems Smartdata GPRS con accesorios y amplificadores celulares.	IFPNI t-1	12.901	idem	AOM de 2009	12.901
Sede Central	2009	Suministro de muebles.	IFPNI t-1	1.860	idem	AOM de 2009	1.860
Sede Central	2008	Suministro de ocho (8) engrasadoras marca NORDSTROM.	IFPNI t-1	14.865	idem	AOM de 2008	14.865
Sede Central	2008	Suministro de setenta y cuatro (74) extintores.	IFPNI t-1	7.992	idem	AOM de 2008	7.992
Sede Central	2008	Suministro de siete (7) tarjetas CPU de 150 Mhz, 1Mb SRAM, 4Mb SDRAM, 16Mb Flash con 1 puerto Ethernet.	IFPNI t-1	20.448	idem	AOM de 2008	20.448
Sede Central	2009	Suministro de tarjetas y partes para las RTU Controlwave Bristol.	IFPNI t-1	92.746	idem	AOM de 2009	92.746
Sede Central	2008	Suministro de tres (3) osciloscopios digitales portátiles y tres (3) maletines profesionales.	IFPNI t-1	10.051	idem	AOM de 2008	10.051
Sede Central	2009	Suministro de tres (3) ventiladores de pedestal.	IFPNI t-1	204	idem	AOM de 2009	204
Sede Central	2008	Suministro de tres (3) video beams.	IFPNI t-1	6.418	idem	AOM de 2008	6.418
Sede Central	2009	Suministro de tres estantes metálicos.	IFPNI t-1	3.632	idem	AOM de 2009	3.632
Sede Central	2009	Suministro de un (1) equipo de aire acondicionado de 12.000 BTU.	IFPNI t-1	527	idem	AOM de 2009	527
Aplay - Usme	2008	Suministro de un (1) juego de tres (3) paneles solares de 65 watts y salida a 18 VDC c/u.	IFPNI t-1	1.503	idem	AOM de 2008	1.503
Aplay - Usme	2009	Suministro de un (1) juego de tres (3) paneles solares de 65 watts y salida a 18 VDC c/u.	IFPNI t-1	1.650	idem	AOM de 2008	1.650
Sede Central	2008	Suministro de un equipo de fotocopiado multifuncional RICOH MP 161.	IFPNI t-1	1.525	idem	AOM de 2008	1.525
Sede Central	2008	Suministro de un equipo Tapping Machine marca IPSCO.	IFPNI t-1	781.274	idem	AOM de 2008	781.274
Sede Central	2009	Suministro de un equipo Tapping Machine marca IPSCO, modelo IP-508.	IFPNI t-1	1.286.200	idem	AOM de 2009	1.286.200
Sede Central	2008	Suministro de un equipo Tapping Machine, T-101.	IFPNI t-1	20.554	idem	AOM de 2008	20.554
Aplay - Usme	2008	Suministro de un juego de tres (3) paneles solares de 65 Watts y salida de 18 VDC.	IFPNI t-1	1.047	idem	AOM de 2008	1.047
Cusiana - Aplay	2008	Suministro de un juego de tres (3) paneles solares de 65 Watts y salida de 18 VDC.	IFPNI t-1	1.047	idem	AOM de 2008	1.047
Sede Central	2009	Suministro de un servicio de consultoría ABAP.	IFPNI t-1	2.781	idem	AOM de 2009	2.781

Tramo	Año	Descripción del proyecto [1]	Variable	Valor solicitado (USD dic. 2009)	Evaluación CREG		
					Valoración	Rubro	Valor a reconocer
Sede Central	2008	Suministro de un servidor para Migración de Microsoft Exchange Server 2003 Standard Edition.	IFPNI t-1	9.653	idem	AOM de 2008	9.653
Sede Central	2009	Suministro de una (1) cámara fotográfica digital.	IFPNI t-1	234	idem	AOM de 2009	234
Sede Central	2009	Suministro de una (1) silla ergonómica y acondicionamiento de dieciséis (16) puestos de trabajo.	IFPNI t-1	15.059	idem	AOM de 2009	15.059
Sede Central	2008	Suministro de una cámara fotográfica.	IFPNI t-1	222	idem	AOM de 2008	222
Sede Central	2009	Suministro de una Filmadora.	IFPNI t-1	1.858	idem	AOM de 2009	1.858
Sede Central	2009	Suministro e instalación de cámaras para seguridad y vigilancia.	IFPNI t-1	277.189	idem	AOM de 2009	277.189
Gualanday - Neiva	2005	Suministro e instalación de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	9.162	idem	AOM de 2005	9.162
Mariquita - Gualanday	2005	Suministro e instalación de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	3.380	idem	AOM de 2005	3.380
Vasconia - La Belleza	2005	Suministro e instalación de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	5.573	idem	AOM de 2005	5.573
Vasconia - Mariquita	2005	Suministro e instalación de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	11.539	idem	AOM de 2005	11.539
Sede Central	2009	Suministro e instalación de un (1) medidor de energía eléctrica de estado sólido.	IFPNI t-1	1.422	idem	AOM de 2009	1.422
Sede Central	2007	Suministro e instalación de un aire acondicionado.	PNI t-1	1.330	idem	AOM de 2007	1.330
Sede Central	2009	Suministro e instalación de un puesto de trabajo en madera.	IFPNI t-1	4.218	idem	AOM de 2009	4.218
Sede Central	2008	Suministro e instalación del sistema de control de acceso.	IFPNI t-1	60.102	idem	AOM de 2008	60.102
El Porvenir - La Belleza	2008	Suministro y configuración de doce (12) módems Smartdata con tecnología GPRS.	IFPNI t-1	9.156	idem	AOM de 2008	9.156
Barrancabermeja - Sebastopol	2003	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	4.620	idem	AOM de 2003	4.620
Gualanday - Neiva	2003	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	4.116	idem	AOM de 2003	4.116
La Belleza - Cagua	2003	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	5.305	idem	AOM de 2003	5.305
Mariquita - Gualanday	2003	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	1.518	idem	AOM de 2003	1.518
Montañuelo - Gualanday	2003	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	443	idem	AOM de 2003	443
Sebastopol - Vasconia	2003	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	2.529	idem	AOM de 2003	2.529
Vasconia - La Belleza	2003	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	2.504	idem	AOM de 2003	2.504
Vasconia - Mariquita	2003	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	5.183	idem	AOM de 2003	5.183
Barrancabermeja - Sebastopol	2004	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	11.161	idem	AOM de 2004	11.161
Gualanday - Neiva	2004	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	9.942	idem	AOM de 2004	9.942
La Belleza - Cagua	2004	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	12.814	idem	AOM de 2004	12.814
Mariquita - Gualanday	2004	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	3.668	idem	AOM de 2004	3.668
Montañuelo - Gualanday	2004	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	1.071	idem	AOM de 2004	1.071
Sebastopol - Vasconia	2004	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	6.108	idem	AOM de 2004	6.108
Vasconia - La Belleza	2004	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	6.048	idem	AOM de 2004	6.048
Vasconia - Mariquita	2004	Suministro y montaje de las estaciones de prueba de potencial.	PNI t-1	12.521	idem	AOM de 2004	12.521
Apiay - Usme	2003	Suministro, instalación y ensamble de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	1.254	idem	AOM de 2003	1.254
Barrancabermeja - Sebastopol	2003	Suministro, instalación y ensamble de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	3.771	idem	AOM de 2003	3.771
Cusiana - Apiay	2003	Suministro, instalación y ensamble de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	2.774	idem	AOM de 2003	2.774
Gualanday - Neiva	2003	Suministro, instalación y ensamble de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	3.359	idem	AOM de 2003	3.359
La Belleza - Cagua	2003	Suministro, instalación y ensamble de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	4.330	idem	AOM de 2003	4.330
Mariquita - Gualanday	2003	Suministro, instalación y ensamble de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	1.239	idem	AOM de 2003	1.239
Montañuelo - Gualanday	2003	Suministro, instalación y ensamble de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	362	idem	AOM de 2003	362
Sebastopol - Vasconia	2003	Suministro, instalación y ensamble de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	2.064	idem	AOM de 2003	2.064
Vasconia - La Belleza	2003	Suministro, instalación y ensamble de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	2.044	idem	AOM de 2003	2.044
Vasconia - Mariquita	2003	Suministro, instalación y ensamble de equipos para el monitoreo de corrosión interna.	PNI t-1	4.231	idem	AOM de 2003	4.231
Apiay - Villavicencio - Ocoa	2008	Suministro, instalación y puesta en marcha de dos (2) sistemas de aire acondicionado.	IFPNI t-1	5.163	idem	AOM de 2008	5.163
Gualanday - Neiva	2008	Suministro, instalación y puesta en marcha de tres (3) sistemas de aire acondicionado.	IFPNI t-1	3.745	idem	AOM de 2008	3.745
Mariquita - Gualanday	2008	Suministro, instalación y puesta en marcha de tres (3) sistemas de aire acondicionado.	IFPNI t-1	1.873	idem	AOM de 2008	1.873
Armenia - Cali	2009	Suministro, instalación y puesta en marcha de un cromatógrafo en línea.	IFPNI t-1	155.829	idem	AOM de 2009	155.829
La Belleza - Cagua	2006	Suministro, instalación y puesta en marcha en sitio de una planta eléctrica de emergencia de 7.5 kw diesel.	IFPNI t-1	2.845	idem	AOM de 2009	2.845
Sede Central	2009	Suscribir el Adicional No.1 al Contrato No.750002 de 2009 en el alcance.	IFPNI t-1	49.589	idem	AOM de 2009	49.589
Sede Central	2009	Viaticos y gastos de viaje PIGA	IFPNI t-1	2.653	idem	AOM de 2009	2.653

Tramo	Año	Descripción del proyecto [1]	Variable	Valor solicitado (USD dic. 2009)	Evaluación CREG		
					Valoración	Rubro	Valor a reconocer
Parte de la Expansión desde Ballena							
Barrancabermeja - Sebastopol	2006	Estación Compresora de Barrancabermeja	IFPNI t-1	9.160.762	Valor eficiente se incluye en valor reconocido en Res. CREG 110 de 2011 para cada estación compresora.		
Barrancabermeja - Sebastopol	2008	Estación Compresora de Barrancabermeja	IFPNI t-1	2.541.547	idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2009	Estación Compresora de Barrancabermeja	IFPNI t-1	3.553.989	idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2010	Estación Compresora de Barrancabermeja	IFPNI t-1	10.403.017	idem		
Ballena - Barrancabermeja	2006	Estación Compresora de Casacará	IFPNI t-1	13.048.931	idem		
Ballena - Barrancabermeja	2008	Estación Compresora de Casacará	IFPNI t-1	25.690	idem		
Ballena - Barrancabermeja	2009	Estación Compresora de Casacará	IFPNI t-1	3.749.314	idem		
Ballena - Barrancabermeja	2010	Estación Compresora de Casacará	IFPNI t-1	9.916.075	idem		
Ballena - Barrancabermeja	2008	Estación Compresora de Curumani	IFPNI t-1	25.690	idem		
Ballena - Barrancabermeja	2009	Estación Compresora de Curumani	IFPNI t-1	11.898.345	idem		
Ballena - Barrancabermeja	2010	Estación Compresora de Curumani	IFPNI t-1	21.839.621	idem		
Ballena - Barrancabermeja	2008	Estación Compresora de Hatonuevo	IFPNI t-1	105.920	idem		
Ballena - Barrancabermeja	2009	Estación Compresora de Hatonuevo	IFPNI t-1	6.383.546	idem		
Ballena - Barrancabermeja	2010	Estación Compresora de Hatonuevo	IFPNI t-1	13.312.403	idem		
Ballena - Barrancabermeja	2008	Estación Compresora de La Jagua del Pilar	IFPNI t-1	25.690	idem		
Ballena - Barrancabermeja	2009	Estación Compresora de La Jagua del Pilar	IFPNI t-1	12.151.359	idem		
Ballena - Barrancabermeja	2010	Estación Compresora de La Jagua del Pilar	IFPNI t-1	21.619.888	idem		
Ballena - Barrancabermeja	2008	Estación Compresora de Norean	IFPNI t-1	3.229.033	idem		
Ballena - Barrancabermeja	2009	Estación Compresora de Norean	IFPNI t-1	6.571.236	idem		
Ballena - Barrancabermeja	2010	Estación Compresora de Norean	IFPNI t-1	13.556.139	idem		
Ballena - Barrancabermeja	2008	Estación Compresora de San Alberto	IFPNI t-1	25.690	idem		
Ballena - Barrancabermeja	2009	Estación Compresora de San Alberto	IFPNI t-1	11.945.798	idem		
Ballena - Barrancabermeja	2010	Estación Compresora de San Alberto	IFPNI t-1	21.941.835	idem		
El Porvenir - La Belleza	2005	Estación Compresora de Miraflores (Diseño y construcción, etc)	IFPNI t-1	11.517	Valor eficiente se incluye en valor reconocido en Res. 110 de 2011 para cada estación compresora. Costo de traslado es riesgo del agente.		
El Porvenir - La Belleza	2006	Estación Compresora de Miraflores (Diseño y construcción, etc.)	IFPNI t-1	58.747	idem		
El Porvenir - La Belleza	2006	Estación Compresora de Miraflores (Diseño y construcción, etc.)	IFPNI t-1	4.619.319	idem		
El Porvenir - La Belleza	2007	Estación Compresora de Miraflores (Diseño y construcción, etc.)	IFPNI t-1	105.654	idem		
El Porvenir - La Belleza	2006	Estación Compresora de Miraflores (Unidades trasladadas desde Norean y Vasconia).	IET-1	8.293.770	idem		
Unidad Compresora de Vasconia							
Vasconia - Mariquita	2008	Estación Compresora de Vasconia	IFPNI t-1	3.134.912	idem		
Vasconia - Mariquita	2009	Estación Compresora de Vasconia	IFPNI t-1	1.552.445	idem		
Pendientes por confirmar si son inversiones nuevas							
Aplay - Usme	2003	Compra 3 válvulas de seccionamiento y 13 válvulas de corte.	PNI t-1	12.696	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto, y aclara su origen. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIT-1 del tramo Aplay - Usme.		12.696
Aplay - Usme	2004	Compra 3 válvulas de seccionamiento y 13 válvulas de corte.	PNI t-1	66.359	idem		66.359
Cusiana - Aplay	2003	Compra 3 válvulas de seccionamiento y 13 válvulas de corte.	PNI t-1	28.096	idem		28.096
Cusiana - Aplay	2004	Compra 3 válvulas de seccionamiento y 13 válvulas de corte.	PNI t-1	66.359	idem		66.359
Sur de Bolívar	2009	Compra de un medidor rotativo G65 para el CG San Vicente de Chucurí.	IFPNI t-1	1.947	La recurrente precisa que se trata de reemplazo de infraestructura, lo cual no se incluye en los cargos antes de que el activo reemplazado cumpla su vida útil.		
Aplay - Villavicencio - Ocoa	2004	Compra e instalación de un cromatógrafo.	PNI t-1	44.480	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto, y aclara su origen. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIT-1 del tramo Aplay - Villavicencio - Ocoa.		
Cusiana - Aplay	2004	Suministro trampa de recibo de 12" y lanzamiento en 10" ansi 600 con el fin de ejecutar el proyecto de mejoras operacionales en el Gasoducto Cusiana - Aplay.	PNI t-1	196.553	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto, y aclara su origen. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIT-1 del tramo Cusiana - Aplay.		196.553
La Belleza - Cogua	2008	Trampa Boquemonte.	IFPNI t-1	8.197	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto, y aclara su origen. Por tanto, se debe incluir en la inversión de IFPNI t-1 del tramo La Belleza - Cogua.		8.197
La Belleza - Cogua	2009	Trampa Boquemonte.	IFPNI t-1	5.816	idem		5.816
La Belleza - Cogua	2009	Trampa Boquemonte.	IFPNI t-1	21.333	idem		21.333
Aplay - Villavicencio - Ocoa	2003	Adquisición Planta eléctrica de respaldo.	PNI t-1	17.883	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto, y aclara su origen. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIT-1 del tramo Aplay - villavicencio - Ocoa.		
Geotecnia							
Aplay - Usme	2003	Geotecnia	PNI t-1	1.050	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 237 del documento CREG 085 de 2011.		
Aplay - Usme	2004	Geotecnia	PNI t-1	52.867	idem		
Aplay - Usme	2005	Geotecnia	PNI t-1	129.837	idem		
Aplay - Usme	2006	Geotecnia	PNI t-1	80.102	idem		
Aplay - Usme	2007	Geotecnia	PNI t-1	284.795	idem		
Aplay - Usme	2008	Geotecnia	PNI t-1	84.433	idem		
Aplay - Villavicencio - Ocoa	2003	Geotecnia	PNI t-1	249	idem		
Aplay - Villavicencio - Ocoa	2004	Geotecnia	PNI t-1	11.641	idem		
Aplay - Villavicencio - Ocoa	2005	Geotecnia	PNI t-1	29.180	idem		
Aplay - Villavicencio - Ocoa	2006	Geotecnia	PNI t-1	17.449	idem		
Aplay - Villavicencio - Ocoa	2007	Geotecnia	PNI t-1	64.100	idem		
Aplay - Villavicencio - Ocoa	2008	Geotecnia	PNI t-1	19.004	idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2003	Geotecnia	PNI t-1	16.085	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 214 del documento CREG 085 de 2011.		
Barrancabermeja - Sebastopol	2004	Geotecnia	PNI t-1	156.166	idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2005	Geotecnia	PNI t-1	207.948	idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2006	Geotecnia	PNI t-1	100.054	idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2007	Geotecnia	PNI t-1	101.310	idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2008	Geotecnia	PNI t-1	168.289	idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	122.722	idem		
Cusiana - Aplay	2003	Geotecnia	PNI t-1	1.164	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 237 del documento CREG 085 de 2011.		
Cusiana - Aplay	2004	Geotecnia	PNI t-1	57.806	idem		
Cusiana - Aplay	2005	Geotecnia	PNI t-1	160.076	idem		
Cusiana - Aplay	2006	Geotecnia	PNI t-1	87.328	idem		
Cusiana - Aplay	2007	Geotecnia	PNI t-1	321.754	idem		
Cusiana - Aplay	2008	Geotecnia	PNI t-1	95.390	idem		

Tramo	Año	Descripción del proyecto [1]	Variable	Valor solicitado (USD dic. 2009)	Evaluación CREG		
					Valoración	Rubro	Valor a reconocer
El Porvenir - La Belleza	2004	Geotecnia	PNI t-1	185.570	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 234 del documento CREG 085 de 2011.		
El Porvenir - La Belleza	2005	Geotecnia	PNI t-1	215.881	ídem		
El Porvenir - La Belleza	2006	Geotecnia	PNI t-1	342.581	ídem		
El Porvenir - La Belleza	2007	Geotecnia	PNI t-1	635.715	ídem		
El Porvenir - La Belleza	2008	Geotecnia	PNI t-1	214.734	ídem		
El Porvenir - La Belleza	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	885.933	ídem		
El Porvenir - La Belleza	2010	Geotecnia	IFPNI t-1	133.498	ídem		
Gualanday - Neiva	2003	Geotecnia	PNI t-1	13.207	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 232 del documento CREG 085 de 2011.		
Gualanday - Neiva	2004	Geotecnia	PNI t-1	114.120	ídem		
Gualanday - Neiva	2005	Geotecnia	PNI t-1	163.249	ídem		
Gualanday - Neiva	2006	Geotecnia	PNI t-1	88.420	ídem		
Gualanday - Neiva	2007	Geotecnia	PNI t-1	81.260	ídem		
Gualanday - Neiva	2008	Geotecnia	PNI t-1	134.983	ídem		
Gualanday - Neiva	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	98.434	ídem		
La Belleza - Cagua	2003	Geotecnia	PNI t-1	18.272	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 228 del documento CREG 085 de 2011.		
La Belleza - Cagua	2004	Geotecnia	PNI t-1	154.013	ídem		
La Belleza - Cagua	2005	Geotecnia	PNI t-1	284.801	ídem		
La Belleza - Cagua	2006	Geotecnia	PNI t-1	152.294	ídem		
La Belleza - Cagua	2007	Geotecnia	PNI t-1	125.471	ídem		
La Belleza - Cagua	2008	Geotecnia	PNI t-1	208.424	ídem		
La Belleza - Cagua	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	151.989	ídem		
Mariquita - Gualanday	2003	Geotecnia	PNI t-1	7.597	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 232 del documento CREG 085 de 2011.		
Mariquita - Gualanday	2004	Geotecnia	PNI t-1	61.777	ídem		
Mariquita - Gualanday	2005	Geotecnia	PNI t-1	92.731	ídem		
Mariquita - Gualanday	2006	Geotecnia	PNI t-1	62.482	ídem		
Mariquita - Gualanday	2007	Geotecnia	PNI t-1	48.655	ídem		
Mariquita - Gualanday	2008	Geotecnia	PNI t-1	80.822	ídem		
Mariquita - Gualanday	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	58.938	ídem		
Montañuelo - Gualanday	2003	Geotecnia	PNI t-1	1.909	ídem		
Montañuelo - Gualanday	2004	Geotecnia	PNI t-1	19.138	ídem		
Montañuelo - Gualanday	2005	Geotecnia	PNI t-1	20.832	ídem		
Montañuelo - Gualanday	2006	Geotecnia	PNI t-1	10.910	ídem		
Montañuelo - Gualanday	2007	Geotecnia	PNI t-1	11.470	ídem		
Montañuelo - Gualanday	2008	Geotecnia	PNI t-1	19.053	ídem		
Montañuelo - Gualanday	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	13.894	ídem		
Sebastopol - Vasconia	2003	Geotecnia	PNI t-1	8.648	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 218 del documento CREG 085 de 2011.		
Sebastopol - Vasconia	2004	Geotecnia	PNI t-1	74.804	ídem		
Sebastopol - Vasconia	2005	Geotecnia	PNI t-1	105.417	ídem		
Sebastopol - Vasconia	2006	Geotecnia	PNI t-1	54.279	ídem		
Sebastopol - Vasconia	2007	Geotecnia	PNI t-1	52.200	ídem		
Sebastopol - Vasconia	2008	Geotecnia	PNI t-1	86.711	ídem		
Sebastopol - Vasconia	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	63.232	ídem		
Vasconia - La Belleza	2003	Geotecnia	PNI t-1	15.086	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 224 del documento CREG 085 de 2011.		
Vasconia - La Belleza	2004	Geotecnia	PNI t-1	149.077	ídem		
Vasconia - La Belleza	2005	Geotecnia	PNI t-1	289.472	ídem		
Vasconia - La Belleza	2006	Geotecnia	PNI t-1	93.079	ídem		
Vasconia - La Belleza	2007	Geotecnia	PNI t-1	105.996	ídem		
Vasconia - La Belleza	2008	Geotecnia	PNI t-1	176.073	ídem		
Vasconia - La Belleza	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	128.397	ídem		
Vasconia - Mariquita	2003	Geotecnia	PNI t-1	17.745	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 221 del documento CREG 085 de 2011.		
Vasconia - Mariquita	2004	Geotecnia	PNI t-1	147.431	ídem		
Vasconia - Mariquita	2005	Geotecnia	PNI t-1	212.538	ídem		
Vasconia - Mariquita	2006	Geotecnia	PNI t-1	111.308	ídem		
Vasconia - Mariquita	2007	Geotecnia	PNI t-1	105.571	ídem		
Vasconia - Mariquita	2008	Geotecnia	PNI t-1	175.366	ídem		
Vasconia - Mariquita	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	127.882	ídem		
Geotecnia Sur de Bolívar							
Sur de Bolívar	2003	Geotecnia	PNI t-1	3.367	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto, y aclara su origen. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIT-1 del grupo de gasoductos Sur de Bolívar.	PNIT-1 de gasoductos del Sur de Bolívar	3.367
Sur de Bolívar	2004	Geotecnia	PNI t-1	36.423	ídem	ídem	36.423
Sur de Bolívar	2005	Geotecnia	PNI t-1	95.557	ídem	ídem	95.557
Sur de Bolívar	2006	Geotecnia	PNI t-1	36.301	ídem	ídem	36.301
Sur de Bolívar	2007	Geotecnia	PNI t-1	101.641	ídem	ídem	101.641
Sur de Bolívar	2008	Geotecnia	PNI t-1	119.452	ídem	ídem	119.452
Sur de Bolívar	2009	Geotecnia	IFPNI t-1	25.945	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto, y aclara su origen. Por tanto, se debe incluir en la inversión de IPNIT-1 del grupo de gasoductos Sur de Bolívar.	IFPNI-1 de gasoductos del Sur de Bolívar	25.945
Mejora del COGB							
Barrancabermeja - Sebastopol	2008	Mejora COGB	IFPNI t-1	498.125	Se entiende que este proyecto corresponde al proyecto "Mejoras en el COGB Barrancabermeja" indicado en el documento CREG 085 de 2011 (ver página 214). La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto, por tanto se debe incluir como parte de IFPNI-1. El valor de la solicitud tarifaria asciende a USD 3.233.599 para los años 2008 a 2010 del tramo Barranca - Sebastopol (ver tabla 21 del documento CREG 085 de 2011).	Pasar a IFPNI-1 del tramo Barranca - Sebastopol el valor presentado en la solicitud tarifaria.	3.233.599
Barrancabermeja - Sebastopol	2009	Mejora COGB	IFPNI t-1	696.557	ídem	ídem	
Barrancabermeja - Sebastopol	2010	Mejora COGB	IFPNI t-1	3.609.824	ídem	ídem	

Tramo	Año	Descripción del proyecto [1]	Variable	Valor solicitado (USD dic. 2009)	Evaluación CREG		
					Valoración	Rubro	Valor a reconocer
Brazos de medición Estaciones Palmira y Dos Quebradas							
Mariquita - Pereira	2004	Contrato adicional no. 27 al Contrato dij-738 Mariquita Cali	PNI t-1	152.168	En documento CREG 085 de 2011 se indica que no se encontró evidencia de la ejecución de este proyecto que se entiende está dentro del rubro "Inversiones en informática, sede central y otros". La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de activos correspondientes a este proyecto para el respectivo año. Por tanto, se debe incluir como parte de PNIT-1.	AOM de 2003	152.168
Mariquita - Pereira	2003	Modificación del contrato dij-738 para ampliar la obligación de transporte de gas.	PNI t-1	71.968	idem	AOM de 2003	71.968
Cambio de Revestimiento							
Gualanday - Neiva	2003	Cambio de 7500 metros de revestimiento de tubería de 12" de diametro de tramo Dina - Guasimal.	PNI t-1	118.491	Reposición de Infraestructura no se reconoce antes de cumplir Vida Útil Normativa (Parágrafo 1 del artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010)		
Gualanday - Neiva	2004	Cambio de 7500 metros de revestimiento de tubería de 12" de diametro de tramo Dina - Guasimal.	PNI t-1	315.737	idem		
El Porvenir - La Belleza	2005	Cambio de revestimiento en el Gasoducto Cusiana - La Belleza.	PNI t-1	737.461	idem		
El Porvenir - La Belleza	2006	Cambio de revestimiento en el Gasoducto Cusiana - La Belleza.	PNI t-1	1.702.122	idem		
Vasconia - La Belleza	2005	Cambio de revestimiento en el sector Vasconia - La Belleza.	PNI t-1	231.044	idem		
Vasconia - La Belleza	2006	Cambio de revestimiento en el sector Vasconia - La Belleza.	PNI t-1	172.160	idem		
Vasconia - La Belleza	2006	Interventoría para el cambio de revestimiento en el sector Vasconia La Belleza.	PNI t-1	16.592	idem		
El Porvenir - La Belleza	2006	Interventoría técnica y administrativa para el cambio de revestimiento en el Gasoducto Cusiana - La Belleza.	PNI t-1	162.414	idem		
Vasconia - La Belleza	2006	Interventoría técnico administrativa para el cambio de revestimiento.	PNI t-1	13.219	idem		
La Belleza - Cogua	2003	Suministrar e instalar revestimiento 2600 metros tubería almacenada.	PNI t-1	118.837	Metodología no prevé remunerar activos no operativos.		
SCADA							
Barrancabermeja - Sebastopol	2004	Actualización del hardware y software del centro de supervisión y control.	PNI t-1	15.609	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 213 del documento CREG 085 de 2011.		
Gualanday - Neiva	2004	Actualización del hardware y software del centro de supervisión y control.	PNI t-1	13.904	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 230 del documento CREG 085 de 2011.		
La Belleza - Cogua	2004	Actualización del hardware y software del centro de supervisión y control.	PNI t-1	17.921	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver página 227 del documento CREG 085 de 2011.		
Mariquita - Gualanday	2004	Actualización del hardware y software del centro de supervisión y control (cpssc).	PNI t-1	5.130	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver documento CREG 085 de 2011.		
Montañuelo - Gualanday	2004	Actualización del hardware y software del centro de supervisión y control (cpssc).	PNI t-1	1.497	idem		
Sebastopol - Vasconia	2004	Actualización del hardware y software del centro de supervisión y control (cpssc).	PNI t-1	8.542	idem		
Vasconia - La Belleza	2004	Actualización del hardware y software del centro de supervisión y control (cpssc).	PNI t-1	8.458	idem		
Vasconia - Mariquita	2004	Actualización del hardware y software del centro de supervisión y control (cpssc).	PNI t-1	17.511	idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2003	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	877	idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2004	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	2.634	idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2004	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	13.069	idem		
Gualanday - Neiva	2003	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	781	idem		
Gualanday - Neiva	2004	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	2.346	idem		
Gualanday - Neiva	2004	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	11.641	idem		
La Belleza - Cogua	2003	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	1.007	idem		
La Belleza - Cogua	2004	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	3.024	idem		
La Belleza - Cogua	2004	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	15.004	idem		
Mariquita - Gualanday	2003	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	288	idem		
Mariquita - Gualanday	2004	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	866	idem		
Mariquita - Gualanday	2004	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	4.295	idem		
Montañuelo - Gualanday	2003	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	84	idem		
Montañuelo - Gualanday	2004	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	253	idem		
Montañuelo - Gualanday	2004	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	1.254	idem		
Sebastopol - Vasconia	2003	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	480	idem		
Sebastopol - Vasconia	2004	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	1.441	idem		
Sebastopol - Vasconia	2004	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	7.152	idem		
Vasconia - La Belleza	2003	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	475	idem		
Vasconia - La Belleza	2004	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	1.427	idem		
Vasconia - La Belleza	2004	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	7.082	idem		

Tramo	Año	Descripción del proyecto [1]	Variable	Valor solicitado (USD dic. 2009)	Evaluación CREG		
					Valoración	Rubro	Valor a reconocer
Vasconia - Mariquita	2003	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	984	idem		
Vasconia - Mariquita	2004	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	2.955	idem		
Vasconia - Mariquita	2004	Compra de equipos de comunicaciones para el sistema Scada.	PNI t-1	14.661	idem		
La Belleza - Cagua	2006	Construcción de obras civiles, mecánicas y eléctricas de una estación repetidora del sistema Scada.	PNI t-1	29.008	idem		
La Belleza - Cagua	2005	Construcción de obras civiles, mecánicas y eléctricas de una estación repetidora del sistema SCADA.	PNI t-1	12.342	idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2005	Interventoría para el proyecto de actualización del hardware y el software del CPSC y el CRC.	PNI t-1	6.198	idem		
Gualanday - Neiva	2005	Interventoría para el proyecto de actualización del hardware y el software del CPSC y el CRC.	PNI t-1	5.521	idem		
La Belleza - Cagua	2005	Interventoría para el proyecto de actualización del hardware y el software del CPSC y el CRC.	PNI t-1	7.116	idem		
La Belleza - Cagua	2006	Interventoría para el proyecto de actualización del hardware y el software del CPSC y el CRC.	PNI t-1	5.479	idem		
Mariquita - Gualanday	2005	Interventoría para el proyecto de actualización del hardware y el software del CPSC y el CRC.	PNI t-1	2.037	idem		
Montañuelo - Gualanday	2005	Interventoría para el proyecto de actualización del hardware y el software del CPSC y el CRC.	PNI t-1	595	idem		
Sebastopol - Vasconia	2005	Interventoría para el proyecto de actualización del hardware y el software del CPSC y el CRC.	PNI t-1	3.392	idem		
Vasconia - La Belleza	2005	Interventoría para el proyecto de actualización del hardware y el software del CPSC y el CRC.	PNI t-1	3.359	idem		
Vasconia - Mariquita	2005	Interventoría para el proyecto de actualización del hardware y el software del CPSC y el CRC.	PNI t-1	6.954	idem		
Apiay - Usme	2004	Servicio de montaje sistema SCADA de grandes remitentes.	PNI t-1	2.181	idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2004	Servicio de montaje sistema SCADA de grandes remitentes.	PNI t-1	6.562	idem		
Cusiana - Aplay	2004	Servicio de montaje sistema SCADA de grandes remitentes.	PNI t-1	4.827	idem		
Gualanday - Neiva	2004	Servicio de montaje sistema SCADA de grandes remitentes.	PNI t-1	5.845	idem		
La Belleza - Cagua	2004	Servicio de montaje sistema SCADA de grandes remitentes.	PNI t-1	7.533	idem		
Mariquita - Gualanday	2004	Servicio de montaje sistema SCADA de grandes remitentes.	PNI t-1	2.156	idem		
Montañuelo - Gualanday	2004	Servicio de montaje sistema SCADA de grandes remitentes.	PNI t-1	629	idem		
Sebastopol - Vasconia	2004	Servicio de montaje sistema SCADA de grandes remitentes.	PNI t-1	3.591	idem		
Vasconia - La Belleza	2004	Servicio de montaje sistema SCADA de grandes remitentes.	PNI t-1	3.555	idem		
Vasconia - Mariquita	2004	Servicio de montaje sistema SCADA de grandes remitentes.	PNI t-1	7.361	idem		
Apiay - Usme	2003	Servicio de montaje sistema SCADA de grandes remitentes.	PNI t-1	4.232	idem		
Cusiana - Aplay	2003	Servicio de montaje sistema SCADA de grandes remitentes.	PNI t-1	9.366	idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2005	Suministro de cuatro tarjetas de comunicaciones.	PNI t-1	1.177	idem		
Gualanday - Neiva	2005	Suministro de cuatro tarjetas de comunicaciones.	PNI t-1	1.048	idem		
La Belleza - Cagua	2005	Suministro de cuatro tarjetas de comunicaciones.	PNI t-1	1.351	idem		
Mariquita - Gualanday	2005	Suministro de cuatro tarjetas de comunicaciones.	PNI t-1	387	idem		
Montañuelo - Gualanday	2005	Suministro de cuatro tarjetas de comunicaciones.	PNI t-1	113	idem		
Sebastopol - Vasconia	2005	Suministro de cuatro tarjetas de comunicaciones.	PNI t-1	644	idem		
Vasconia - La Belleza	2005	Suministro de cuatro tarjetas de comunicaciones.	PNI t-1	638	idem		
Vasconia - Mariquita	2005	Suministro de cuatro tarjetas de comunicaciones.	PNI t-1	1.320	idem		
Servidumbres							
Apiay - Usme	2009	Pago servidumbres	IFPNI t-1	42.355	El valor de servidumbre está incluido en el valor eficiente de la inversión tanto en gasoductos como en estaciones de compresión.		
Barrancabermeja - Sebastopol	2009	Pago servidumbres	IFPNI t-1	127.412	idem		
Cusiana - Aplay	2009	Pago servidumbres	IFPNI t-1	93.734	idem		
Gualanday - Neiva	2009	Pago servidumbres	IFPNI t-1	12.222	idem		
La Belleza - Cagua	2009	Pago servidumbres	IFPNI t-1	146.282	idem		
Mariquita - Gualanday	2009	Pago servidumbres	IFPNI t-1	41.871	idem		
Montañuelo - Gualanday	2009	Pago servidumbres	IFPNI t-1	113.495	idem		
Sebastopol - Vasconia	2009	Pago servidumbres	IFPNI t-1	69.729	idem		
Vasconia - La Belleza	2009	Pago servidumbres	IFPNI t-1	69.040	idem		
Vasconia - Mariquita	2009	Pago servidumbres	IFPNI t-1	142.938	idem		
Ballena - Barrancabermeja	2008	Pago servidumbres	IFPNI t-1	50.440	idem		
Gasoducto de Boyacá - Santander	2008	Pago servidumbres	IFPNI t-1	5.148	idem		
Sur de Bolívar	2008	Pago servidumbres	IFPNI t-1	5.187	idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2008	Pagos de servidumbres G. Centrooriente	IFPNI t-1	20.555	idem		

Tramo	Año	Descripción del proyecto [1]	Variable	Valor solicitado (USD dic. 2009)	Evaluación CREG		
					Valoración	Rubro	Valor a reconocer
Gualanday - Neiva	2008	Pagos de servidumbres G. Centrooriente	IFPNI t-1	18.777	idem		
La Belleza - Cagua	2008	Pagos de servidumbres G. Centrooriente	IFPNI t-1	23.425	idem		
Mariquita - Gualanday	2008	Pagos de servidumbres G. Centrooriente	IFPNI t-1	6.833	idem		
Montañuelo - Gualanday	2008	Pagos de servidumbres G. Centrooriente	IFPNI t-1	2.133	idem		
Sebastopol - Vasconia	2008	Pagos de servidumbres G. Centrooriente	IFPNI t-1	11.481	idem		
Vasconia - La Belleza	2008	Pagos de servidumbres G. Centrooriente	IFPNI t-1	11.796	idem		
Vasconia - Mariquita	2008	Pagos de servidumbres G. Centrooriente	IFPNI t-1	22.777	idem		
Sin evidencia de soporte							
Vasconia - La Belleza	2005	Adecuaciones Estaciones Vasconia y La Belleza.	PNI t-1	229.687	La recurrente precisa que el respectivo activo no está disponible para la operación.		
La Belleza - Cagua	2005	Compra de lote de terreno para la construcción de estación repetidora.	PNI t-1	6.632	Inversión incluida en Resolución CREG 110 de 2011. Ver documento CREG 085 de 2011. De acuerdo con la información reportada por TGI mediante la comunicación E-2011-004207, este proyecto hace parte del proyecto "Mejoras operacionales" correspondiente a IFPNI t-1.		
La Belleza - Cagua	2010	Orden de compra Nro.650000616. Suministro de un medidor de gas natural tipo Coriolis.	IFPNI t-1	24.019	AOM en 2010		24.019
Sede Central	2009	Suministro, implementación y configuración de un sistema de información.	IFPNI t-1	220.940	En el documento CREG 085 de 2011 se indica que para efectos regulatorios este rubro forma parte de los gastos de AOM. La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto, por tanto se debe incluir como parte de los gastos de AOM. En documento CREG 085 de 2011 se indica que no se encontró evidencia de la ejecución de este proyecto que se entiende está dentro del rubro "Inversiones en informática, sede central y otros". También se indica que para efectos regulatorios este rubro forma parte de los gastos de AOM. La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de activos por USD 70,704 correspondientes a este proyecto para el año 2009. Por tanto, se debe incluir como parte de los gastos de AOM. Se propone asignar este valor por tramos de gasoductos de acuerdo con la asignación presentada por TGI en la comunicación E-2011-004207.		
Sede Central	2009	Suministro, implementación y configuración de un sistema de información.	IFPNI t-1	70.704	AOM (asignar por tramos) en 2009		220.940
No evaluados							
La Belleza - Cagua	2010	Instalación de dos válvulas de 3" en línea de 22".	IFPNI t-1	21.110	Este proyecto no se identifica en la solicitud tarifaria.		
Ballena - Barrancabermeja	2008	Mejoras en ramales embebidos en el gasoducto Ballena Barrancabermeja.	IFPNI t-1	11.351	idem		
Barrancabermeja - Sebastopol	2006	Suministro, instalación y puesta en marcha en sitio de una planta eléctrica de emergencia de 7.5 kw diesel.	IFPNI t-1	2.478	idem		
Gualanday - Neiva	2006	Suministro, instalación y puesta en marcha en sitio de una planta eléctrica de emergencia de 7.5 kw diesel.	IFPNI t-1	2.208	idem		
Mariquita - Gualanday	2006	Suministro, instalación y puesta en marcha en sitio de una planta eléctrica de emergencia de 7.5 kw diesel.	IFPNI t-1	814	idem		
Montañuelo - Gualanday	2006	Suministro, instalación y puesta en marcha en sitio de una planta eléctrica de emergencia de 7.5 kw diesel.	IFPNI t-1	238	idem		
Sebastopol - Vasconia	2006	Suministro, instalación y puesta en marcha en sitio de una planta eléctrica de emergencia de 7.5 kw diesel.	IFPNI t-1	1.356	idem		
Vasconia - La Belleza	2006	Suministro, instalación y puesta en marcha en sitio de una planta eléctrica de emergencia de 7.5 kw diesel.	IFPNI t-1	1.343	idem		
Vasconia - Mariquita	2006	Suministro, instalación y puesta en marcha en sitio de una planta eléctrica de emergencia de 7.5 kw diesel, una ups de 2.2 kva, transferencia automática en el Gasoducto Centrooriente	IFPNI t-1	2.780	idem		
Sede Central	2008	Consultoría con el fin de realizar el montaje y simulación en PIPELINE Studio.	IFPNI t-1	12.007	idem		
Sede Central	2007	Viáticos y Gastos de Viaje	IFPNI t-1	10.018	idem		
Sede Central	2007	Viáticos y Gastos de Viaje	IFPNI t-1	4.066	idem		
Vida útil							
Gualanday - Neiva	2008	Construcción Muro de Cerramiento en concreto a la vista de 3000 psi en la Estación Los Pinos	IFPNI t-1	74.058	Reposición de infraestructura no se reconoce antes de cumplir Vida Útil normativa (Parágrafo 1 del artículo 14 de la Resolución CREG 126 DE 2010).		
Gualanday - Neiva	2008	Interventoría y supervisión de la Construcción del Muro de Cerramiento en concreto a la vista de 3000 psi en la Estación los Pinos.	IFPNI t-1	6.460	Reposición de infraestructura no se reconoce antes de cumplir Vida Útil normativa (Parágrafo 1 del artículo 14 de la Resolución CREG 126 DE 2010).		
Sur de Bolívar	2006	Interventoría a la rehabilitación de los Gasoductos del Sur de Bolívar	IFPNI t-1	29.802	idem		
Sur de Bolívar	2005	Rehabilitación gasoductos Sur de Bolívar	IFPNI t-1	153.469	idem		
Sur de Bolívar	2006	Rehabilitación gasoductos Sur de Bolívar	IFPNI t-1	359.657	idem		
Variantes							
La Belleza - Cagua	2007	Variante Checua	IFPNI t-1	135.487	Valor eficiente incluido en la Resolución CREG 110 de 2011.		
La Belleza - Cagua	2008	Variante Checua	IFPNI t-1	88.069	idem		
La Belleza - Cagua	2009	Variante Checua	IFPNI t-1	8.832.583	idem		
La Belleza - Cagua	2010	Variante Checua	IFPNI t-1	307.599	idem		
La Belleza - Cagua	2003	Variante Puente Guillermo - Sucre Oriental	PNI t-1	4.072.692	idem		
La Belleza - Cagua	2004	Variante Puente Guillermo - Sucre Oriental	PNI t-1	4.387.999	idem		
La Belleza - Cagua	2005	Variante Puente Guillermo - Sucre Oriental	PNI t-1	298.967	idem		
El Porvenir - La Belleza	2008	Variante Yamunta	IFPNI t-1	0	idem		
Gasoductos Embebidos del Sur de Guajira							
Sede Central	2009	Orden de compra de los activos de Promigas embebidos en el Sur de la Guajira.	IFPNI t-1	2.259.845	Este proyecto no se identifica en la solicitud tarifaria.		

Tramo	Año	Descripción del proyecto [1]	Variable	Valor solicitado (USD dic. 2009)	Evaluación CREG		
					Valoración	Rubro	Valor a reconocer
La Belleza - Cagua	2005			31.559,00			31.559,00
La Belleza - Cagua	2006	BEO y otros	PNI t-1	10.312,00	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIIT-1.	PNIIT-1 de cada año	10.312,00
La Belleza - Cagua	2007			12.748,00			12.748,00
La Belleza - Cagua	2008			7.307,00			7.307,00
Mariquita - Cali	2009	Suministro, instalación y puesta en marcha de un cromatógrafo en línea.	IFPNI t-1	155.828,85	De acuerdo con la información reportada por TGI mediante la comunicación E-2011-004207, este proyecto hace parte del rubro "Mejoras operacionales" correspondiente a IFPNIIT-1. En el documento CREG 085 de 2011 se indica que para efectos regulatorios este rubro forma parte de los gastos de AOM. La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto, por tanto se debe incluir como parte de los gastos de AOM.	AOM en 2009	155.828,85
Ballena - Barrancabermeja	2005	BEO y otros	PNI t-1	157.522,00	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIIT-1.	PNIIT-1 de cada año	157.522,00
Ballena - Barrancabermeja	2006			51.473,00			51.473,00
Ballena - Barrancabermeja	2007			63.630,00			63.630,00
Ballena - Barrancabermeja	2008			36.471,00			36.471,00
El Porvenir - La Belleza	2006	Diseño y construcción obras civiles, eléctricas, mecánicas, comunicaciones y control de la estación miraflores, traslado y puesta en marcha de las estaciones compresoras de noream y vasconia.	PNI t-1	4.366.124,88	Este proyecto no se incluyó porque hace parte de estación compresora que se incluye en valor global unitario (USD/HP). Este no es un caso de falta de soportes.		
Porvenir - La Belleza	2005	BEO y otros	PNI t-1	51.147,00	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIIT-1.	PNIIT-1 de cada año	51.147,00
Porvenir - La Belleza	2006			16.713,00			16.713,00
Porvenir - La Belleza	2007			20.660,00			20.660,00
Porvenir - La Belleza	2008			11.842,00			11.842,00
Cusiana - Apiay	2005	BEO y otros	PNI t-1	40.809,00	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIIT-1.	PNIIT-1 de cada año	40.809,00
Cusiana - Apiay	2006			13.335,00			13.335,00
Cusiana - Apiay	2007			16.484,00			16.484,00
Cusiana - Apiay	2008			9.448,00			9.448,00
Barranca - Sebastopol	2005	BEO y otros	PNI t-1	30.199,00	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIIT-1.	PNIIT-1 de cada año	30.199,00
Barranca - Sebastopol	2006			9.868,00			9.868,00
Barranca - Sebastopol	2007			12.198,00			12.198,00
Barranca - Sebastopol	2008			6.992,00			6.992,00
Sebastopol - Vasconia	2005	BEO y otros	PNI t-1	16.868,00	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIIT-1.	PNIIT-1 de cada año	16.868,00
Sebastopol - Vasconia	2006			5.512,00			5.512,00
Sebastopol - Vasconia	2007			6.814,00			6.814,00
Sebastopol - Vasconia	2008			3.905,00			3.905,00
Vasconia - Mariquita	2005	BEO y otros	PNI t-1	16.868,00	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIIT-1.	PNIIT-1 de cada año	16.868,00
Vasconia - Mariquita	2006			5.512,00			5.512,00
Vasconia - Mariquita	2007			6.814,00			6.814,00
Vasconia - Mariquita	2008			3.905,00			3.905,00
Marquita - Pereira	2005	BEO y otros	PNI t-1	42.169,00	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIIT-1.	PNIIT-1 de cada año	42.169,00
Marquita - Pereira	2006			13.779,00			13.779,00
Marquita - Pereira	2007			17.034,00			17.034,00
Marquita - Pereira	2008			9.763,00			9.763,00
Pereira - Armenia	2005	BEO y otros	PNI t-1	16.324,00	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIIT-1.	PNIIT-1 de cada año	16.324,00
Pereira - Armenia	2006			5.334,00			5.334,00
Pereira - Armenia	2007			6.594,00			6.594,00
Pereira - Armenia	2008			3.779,00			3.779,00
Armenia - Cali	2005	BEO y otros	PNI t-1	34.824,00	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIIT-1.	PNIIT-1 de cada año	34.824,00
Armenia - Cali	2006			11.379,00			11.379,00
Armenia - Cali	2007			14.067,00			14.067,00
Armenia - Cali	2008			8.063,00			8.063,00
La Belleza - Vasconia	2005	BEO y otros	PNI t-1	24.757,00	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIIT-1.	PNIIT-1 de cada año	24.757,00
La Belleza - Vasconia	2006			8.090,00			8.090,00
La Belleza - Vasconia	2007			10.001,00			10.001,00
La Belleza - Vasconia	2008			5.732,00			5.732,00
Apiay - Villavicencio - Ocoa	2005	BEO y otros	PNI t-1	10.066,00	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIIT-1.	PNIIT-1 de cada año	10.066,00
Apiay - Villavicencio - Ocoa	2006			3.289,00			3.289,00
Apiay - Villavicencio - Ocoa	2007			4.066,00			4.066,00
Apiay - Villavicencio - Ocoa	2008			2.331,00			2.331,00
Apiay - Usme	2005	BEO y otros	PNI t-1	40.809,00	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIIT-1.	PNIIT-1 de cada año	40.809,00
Apiay - Usme	2006			13.335,00			13.335,00
Apiay - Usme	2007			16.484,00			16.484,00
Apiay - Usme	2008			9.448,00			9.448,00
Mariquita - Gualanday	2005	BEO y otros	PNI t-1	39.857,00	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIIT-1.	PNIIT-1 de cada año	39.857,00
Mariquita - Gualanday	2006			13.024,00			13.024,00
Mariquita - Gualanday	2007			16.100,00			16.100,00
Mariquita - Gualanday	2008			9.228,00			9.228,00
Gualanday - Neiva	2005	BEO y otros	PNI t-1	39.857,00	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNIIT-1.	PNIIT-1 de cada año	39.857,00
Gualanday - Neiva	2006			13.024,00			13.024,00
Gualanday - Neiva	2007			16.100,00			16.100,00
Gualanday - Neiva	2008			9.228,00			9.228,00

Tramo	Año	Descripción del proyecto [1]	Variable solicitada (USD dic. 2009)	Evaluación CREG		
				Valor solicitado (USD dic. 2009)	Valor a reconocer	Valor a reconocer
Ramírez Bayaca - Santander	2005		78.625,00		78.625,00	
Ramírez Bayaca - Santander	2006		25.692,00	La recurrente presenta evidencia de la ejecución y operación de este proyecto. Por tanto, se debe incluir en la inversión de PNB-1.	25.692,00	
Ramírez Bayaca - Santander	2007	BEQ y otros	31.760,00		31.760,00	
Ramírez Bayaca - Santander	2008		18.204,00		18.204,00	

Fuentes: TGI, comunicaciones E-2011-012475 y E-2012-004914; análisis CREG

[1] Por motivos de espacio esta descripción muestra parte tanto reportado por la recurrente. El texto completo se puede consultar en el expediente 2010-0088.

El Presidente,

Federico Rengifo Vélez,
Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.
(C. F.).

RESOLUCIÓN NÚMERO 147 DE 2012

(diciembre 7)

por la cual se modifica el plazo establecido en las Resoluciones número CREG 093 y CREG 094 de 2012 relacionado con el inicio del esquema de calidad en el Sistema de Transmisión Nacional y en el Sistema de Transmisión Regional.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos número 1524 y 2253 de 1994,

CONSIDERANDO QUE:

El artículo 23, literal n) de la Ley 143 de 1994 estableció que la Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene dentro de sus funciones generales la de definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía.

Mediante la Resolución número CREG 011 de 2009 se establecieron las características de calidad del servicio, exigibles a los transmisores nacionales por los activos que hacen parte del Sistema de Transmisión Nacional, STN, para cuya aplicación se requería definir el reglamento bajo el cual los agentes reportan los eventos, así como definir el procedimiento para estimar la Energía No Suministrada.

Dichos reglamentos y procedimientos fueron establecidos mediante la Resolución número CREG 093 de 2012, y allí mismo se definió el 1° de enero de 2013 como la fecha de inicio del esquema de calidad previsto en la Resolución número CREG 011 de 2009.

El esquema de calidad del servicio que rige para los activos del Sistema de Transmisión Regional, STR, fue definido en la Resolución número CREG 097 de 2008, mediante la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

En el numeral 11.1.8.2.1 del anexo general de la Resolución número CREG 097 de 2008 señala que "en la resolución de la CREG que adopte el reglamento para el registro de eventos se establecerá el procedimiento que utilizará el CND para el cálculo de la Energía No Suministrada". Dichos reglamentos y procedimientos fueron establecidos mediante la Resolución CREG 094 de 2012, en donde también se definió el 1° de enero de 2013 como la fecha para dar inicio al esquema de calidad para el STR establecido en la Resolución número CREG 097 de 2008.

XM Compañía de Expertos en Mercados, como agente operador del sistema, mediante radicados CREG E-2012-010668 y E-2012-011587, solicita que se modifique la fecha de inicio de aplicación del esquema de calidad para el STR y el STN, soportado en que los ajustes necesarios para dar la aplicación del esquema requieren de un mayor tiempo. Específicamente, en la comunicación con radicado CREG E-2012-011587, el agente manifiesta que "para la fecha de inicio del esquema del 1° de enero de 2013, XM identifica una alta probabilidad de materialización de riesgos operativos, dado el poco tiempo disponible para realizar la implementación tecnológica de la totalidad de modificaciones establecidas en forma definitiva en las Resoluciones número CREG 093 y 094 de 2012", y así mismo solicita "postergar la entrada en vigencia del esquema hasta el 1° de abril de 2013, fecha para la cual es posible efectuar la implementación de las resoluciones bajo la aplicación de la metodología de desarrollo de sistemas, contando además con el tiempo para la capacitación en el uso del mismo a los agentes y realizando una adecuada gestión de riesgos".

En reunión realizada entre XM y la CREG el día 5 de diciembre de 2012, el personal de las diferentes áreas de XM, encargado de la implementación del esquema, presentó el análisis de las actividades necesarias para la puesta en operación y correcto funcionamiento de los aplicativos de carga y cálculo. Así mismo, informó que solo es posible identificar estas labores una vez quedan en firme las resoluciones que establecen las normas, en este caso las Resoluciones número CREG 093 y 094 de 2012. Con base en dicho análisis XM informó a la CREG la imposibilidad de llevar a cabo la ejecución de las acciones dentro del plazo previsto.

La fecha de inicio del esquema de calidad en el STN y el STR prevista en las Resoluciones número CREG 093 y 094 de 2012, respectivamente, permitiría que desde la fecha en la cual las mismas quedarán en firme y hasta el inicio de aplicación del esquema, los agentes y el operador del mercado pudiesen realizar los ajustes y adecuaciones necesarios en sus sistemas para realizar los reportes de eventos y el cálculo de las compensaciones.

La implementación del esquema de calidad del servicio tanto en el STN como en el STR requiere que se cuente con las herramientas y procedimientos adecuados que permitan determinar de la mejor manera los diferentes indicadores de calidad y las respectivas compensaciones que deben aplicarse a los agentes causantes de las deficiencias en calidad.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 544 del 7 de diciembre de 2012, aprobó modificar el plazo establecido en las resoluciones número CR 093 de 2012 y CREG 094 de 2012 respecto al inicio del esquema de calidad en el Sistema de Transmisión Nacional y en el Sistema de Transmisión Regional,

RESUELVE:

Artículo 1°. Modificar el artículo 10 de la Resolución número CREG 093 de 2012. Se modifica el artículo 10 de la Resolución número CREG 094 de 2012, el cual quedará así:

"Artículo 10. Fecha de inicio de aplicación. La metodología de calidad del servicio en el STN, prevista en el Capítulo 4 del anexo general de la Resolución número CREG 011 de 2009, y lo establecido en esta resolución se aplicarán a partir del primero de abril de 2013, salvo los apartes donde se indique un plazo diferente".

Artículo 2°. Modificar el artículo 10 de la Resolución número CREG 094 de 2012. Se modifica el artículo 10 de la Resolución número CREG 094 de 2012, el cual quedará así:

"Artículo 10. Fecha de inicio de aplicación. La metodología de calidad del servicio en los STR, prevista en el numeral 11.1 del anexo general de la Resolución número CREG 097 de 2008, y lo establecido en esta resolución se aplicarán a partir del primero de abril de 2013, salvo los apartes donde se indique un plazo diferente".

Artículo 3°. Vigencia. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial*.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 7 de diciembre de 2012.

El Presidente,

Tomás González Estrada.

Viceministro de Energía Delegado
del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

Germán Castro Ferreira.

(C. F.).

Unidad Administrativa Especial del Sistema de Parques Nacionales Naturales

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 0408 DE 2012

(noviembre 16)

por la cual se modifica la Resolución número 1531 del 12 de diciembre de 1995 y se adoptan unas medidas.

La Directora General de Parques Nacionales Naturales de Colombia, en uso de sus facultades legales, en especial las conferidas en el artículo 2° numerales 1 y 2 del Decreto número 3572 de 2011, y

CONSIDERANDO:

Que el Parque Nacional Natural Gorgona, fue reservado, alindado y declarado mediante el Acuerdo 062 del 25 de noviembre de 1983 de la Junta Directiva del Inderena, aprobado mediante la Resolución Ejecutiva número 141 de 1984 del Ministerio de Agricultura, posteriormente realindado mediante la Resolución número 1265 de 1995 del Ministerio del Medio Ambiente, modificada por la Resolución número 232 de 1996 del Ministerio del Medio Ambiente, mediante la cual se incrementó su área. El área protegida incluye territorio insular y área marina y se localiza en el Océano Pacífico al suroccidente colombiano (Región Pacífico Sur), políticamente pertenece al corregimiento de Isla Gorgona y Gorgonilla del municipio de Guapi, en el departamento del Cauca.

Que la ubicación geográfica estratégica de Gorgona a 35 km del continente, con profundidades de hasta de 85 metros que la separan de la zona costera continental, esta última caracterizada por planos aluviales que reciben las aguas y sedimentos aportados por ríos caudalosos y por otro lado con profundidades abisales al occidente de la isla, que pueden llegar a más de 1.000 metros dentro del área protegida, sumadas a las características intrínsecas del área protegida, revisten una importancia desde el punto de vista biogeográfico y ecológico y posibilita la presencia de organismos tanto de hábitos costeros como oceánicos.

Que la Unidad Administrativa Especial del Sistema de Parques Nacionales Naturales expidió la Resolución número 1531 del 12 de diciembre de 1995 por la cual se reglamentan algunas actividades en el Parque Nacional Natural Gorgona".

Que la Resolución número 1531 del 12 de diciembre de 1995 define entre otros aspectos, reglas para caminantes, horarios, rutas de navegación y delimitación de las áreas para actividades subacuáticas.

Que la Unidad Administrativa Especial del Sistema de Parques Nacionales Naturales suscribió el Contrato número 003 de 2005 con la Unión Temporal Concesión Gorgona, con el objeto de adelantar por parte del concesionario por su cuenta y riesgo la prestación de servicios ecoturísticos y la dotación, adecuación, mantenimiento, rehabilitación, construcción y mejoramiento de la infraestructura física del Parque Nacional Natural Gorgona, en las condiciones, calidades y especificaciones técnicas definidas en el Anexo Técnico número 1 de los pliegos que hacen parte integral del contrato.

Que mediante el Decreto número 3572 de 2011 se deroga el Decreto-ley 216 de 2003 y se crean Parques Nacionales Naturales de Colombia, como la entidad encargada de manejar y administrar las Áreas del Sistema de Parques Nacionales Naturales, contando entre sus funciones con la de reglamentar el uso y el funcionamiento de las áreas que lo conforman.

Que mediante la Resolución número 248 del 29 de diciembre de 2011 expedida por Parques Nacionales Naturales de Colombia, se resuelve que todas las referencias que hagan las disposiciones legales de carácter general y abstracto dictadas por Parques Nacionales Naturales de Colombia al Decreto-ley 216 de 2003, deben entenderse referidas al Decreto-ley 3572 de 2011, para efectos de competencia.

Que la Subdirección Técnica de la Unidad Administrativa Especial del Sistema de Parques Nacionales Naturales, ahora Subdirección de Gestión y Manejo de Áreas Protegidas, en conjunto con el Parque Nacional Natural Gorgona, elaboraron en el año 2010, el estudio Técnico denominado *Determinación de la Capacidad de Carga Ecológica de los senderos de interpretación ambiental y de la infraestructura de servicios del Parque Nacional Natural Gorgona*¹.

Que el estudio técnico denominado *"Determinación de la Capacidad de Carga Ecológica de los senderos de interpretación ambiental y de la infraestructura de servicios del Parque Nacional Natural Gorgona"*, se realizó con el propósito de suministrar al área protegida una herramienta que le permita a través del Plan de Manejo organizar y monitorear la actividad turística contribuyendo al ordenamiento del ecoturismo como estrategia de conservación adoptada en el área protegida.

Que dicho estudio se orientó de manera específica a:

- Determinar la capacidad de carga en los senderos Playa Palmera, Yundingua, La Chonta y El Penal.
- Determinar la capacidad de carga de la infraestructura de servicios ecoturísticos.
- Diseñar e implementar un programa de monitoreo orientado a la identificación y seguimiento de los impactos ambientales generados por la actividad turística en el área terrestre.

Que el estudio técnico en mención incorpora una rigurosa evaluación de las condiciones en las que se encuentra actualmente la infraestructura ecoturística, los senderos terrestres localizados dentro de los límites del Parque Nacional Natural Gorgona e incorpora directrices de naturaleza técnica que deben implementarse para asegurar una adecuada administración de esta área protegida del orden nacional.

En tal sentido, el estudio *"Determinación de la Capacidad de Carga Ecológica de los senderos de interpretación ambiental y de la infraestructura de servicios del Parque Nacional Natural Gorgona"*, define los elementos técnicos que dan fundamento a la decisión que se adopta en el presente acto administrativo, la cual involucra la infraestructura localizada en la zona de alta densidad de uso y la redistribución de visitantes, residentes, investigadores, funcionarios y contratistas en el contexto de la capacidad de carga establecida en la Resolución número 1531 de 1995.

Que en consideración a lo expuesto previamente y en especial a los resultados arrojados por el estudio *"Determinación de la Capacidad de Carga Ecológica de los senderos de interpretación ambiental y de la infraestructura de servicios del Parque Nacional Natural Gorgona"*, la Directora General de Parques Nacionales Naturales de Colombia, en uso de sus facultades,

RESUELVE:

Artículo 1°. Modificar el artículo cuarto de la Resolución número 1531 del 12 de diciembre de 1995, en los siguientes términos: Artículo 4°: Los senderos existentes en el Parque Nacional Natural Gorgona y la capacidad de carga de los mismos, se cita a continuación:

Sendero	Capacidad de Carga (personas por día)
Sendero La Chonta	98
Sendero Yundingua	51
Sendero Playa Palmeras (antiguamente llamado playa cocal)	96
Penal	144
Sendero Alto de los Micos	Solo podrá ser transitado por investigadores previamente autorizados por Parques Nacionales Naturales de Colombia

Parágrafo 1°. Sin perjuicio de la capacidad de carga registrada en cada uno de los senderos que se enumeran en el presente artículo, dicha situación bajo ninguna circunstancia podrá superar el número máximo de personas previsto en el artículo 3° de la presente resolución.

Parágrafo 2°. El documento *"Determinación de la Capacidad de Carga Ecológica de los senderos de interpretación, ambiental y de la infraestructura de servicios del Parque Nacional Natural Gorgona"*², hace parte integral de la presente resolución.

Parágrafo 3°. El sendero "Alto de los Micos (Las Placas)" solo podrá ser transitado por investigadores previamente autorizados por Parques Nacionales Naturales de Colombia.

Artículo 3°. Modificar el artículo 7° de la Resolución número 1531 del 12 de diciembre de 1995, en los siguientes términos: Artículo 7°: Solo se permitirá la presencia de trescientas cincuenta (350) personas en total en las zonas en que está permitido el uso ecoturístico, es decir, en la zona de alta densidad de uso terrestre, zona histórico-cultural (sendero prisión) y zona de alta densidad de uso marina. La capacidad de carga establecida, no se entenderá como la capacidad de carga del área protegida, sino como la de las zonas con uso ecoturístico permitido.

Parágrafo. La capacidad de carga anotada será permitida de la siguiente manera y los cupos serán exclusivos para cada modalidad.

Detalle	Número de personas
Visitantes que pernoctan en el centro de visitantes, residentes, investigadores permanentes, funcionarios y contratistas	180 personas/día

¹ *Determinación de la Capacidad de Carga Ecológica de los senderos de interpretación ambiental y de la infraestructura de servicios del Parque Nacional Natural Gorgona*¹ Primera Edición. Bogotá D. C., noviembre de 2010.

² *Determinación de la Capacidad de Carga Ecológica de los senderos de interpretación ambiental y de la infraestructura de servicios del Parque Nacional Natural Gorgona*² Primera Edición. Bogotá D. C., noviembre de 2010.

Detalle	Número de personas
Visitantes que pernoctan en área marina y tripulación de embarcaciones	80 personas/día en temporada de ballenas, en máximo 2 embarcaciones (junio a noviembre). 120 personas/día en máximo 3 embarcaciones en el resto del año.
Visitantes flotantes o pasadía	50 personas/día
Total Visitantes PNN Gorgona	350 personas/día ³

El jefe del área protegida deberá distribuir los 180 cupos a que se refiere el presente párrafo, entre visitantes, residentes, investigadores permanentes, funcionarios y contratistas.

Para el caso de los visitantes que pernoctan en el centro de visitantes, el cupo asignado no podrá ser inferior a 100 personas.

Artículo 4°. Adoptar el Plan de monitoreo incorporado en el estudio técnico: *Determinación de la Capacidad de Carga Ecológica de los senderos de interpretación ambiental y de la infraestructura de servicios del Parque Nacional Natural Gorgona*.

Parágrafo 1°. La responsabilidad de la implementación del plan de monitoreo será de la siguiente manera:

Tipo de indicador	Indicador	Responsable
Estado	Calidad del Agua: Alcalinidad, Conductividad, Color, Cloro Residual, Dureza Total, pH, Sólidos Totales, Sólidos suspendidos, Sólidos Disueltos, Turbiedad, Temperatura, Aerobios mesófilos, Coliformes Fecales y Totales.	Concesión Gorgona
	Monitoreo de las especies seleccionadas como factores de corrección por disturbio de fauna en la capacidad de carga: Lagarto Azul (<i>Anolis gorgonae</i>), sapito elegante (<i>Ateolopus elegans</i>), y mielero azul (<i>Cyanerpes cyanea</i> g).	PNN Gorgona
Presión	Eficiencia de los sistemas de tratamiento de aguas residuales: DBO5, DQO, Oxígeno Disuelto, pH, Grasas y Aceites, Tensoactivos, Fenoles, Sólidos suspendidos, Temperatura, Caudal, Coliformes Fecales y Totales.	Concesión Gorgona
	Producción per cápita de residuos sólidos (orgánicos e inorgánicos) expresados en peso y volumen.	Concesión Gorgona
	Registro de inconformidades por parte del supervisor del contrato, con respecto al manejo de residuos sólidos. (Falta de aseo, olores desagradables, presencia de residuos en lugares no aprobados, entre otras).	Supervisor del Contrato de Concesión (Jefe del PNN Gorgona)
	Número de visitantes diarios en el AP y por sendero.	PNN Gorgona
Respuesta	Ancho del sendero en sitios críticos.	PNN Gorgona
	Nivel de satisfacción del visitante.	PNN Gorgona
	Nivel de evaluación de los servicios ecoturísticos (calidad del sitio, guía e interpretación, seguridad y calidad de los servicios).	PNN Gorgona
	Número de empleos directos e indirectos generados.	PNN Gorgona
	Presupuesto del área protegida asignado al ecoturismo.	PNN Gorgona

Parágrafo 2°. El seguimiento de la implementación descrita en el presente artículo estará a cargo del Jefe del Parque Nacional Natural Gorgona.

Parágrafo 3°. En aquellos eventos en que él o los indicadores de monitoreo de los sitios de interés ecoturísticos arroje o arrojen resultados negativos y se evidencia un deterioro ambiental, la administración del Parque podrá tomar las medidas que considere necesarias para conservar la calidad ambiental del sitio.

Artículo 5°. Ordenar la publicación del presente acto administrativo en la Gaceta Ambiental del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y en el *Diario Oficial*, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 70 y 71 de la Ley 99 de 1993 y 65 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

Artículo 6°. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación.

Artículo 7°. El presente acto administrativo deroga las disposiciones que le sean contrarias y en especial las contenidas en la Resolución número 1531 de 1995.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 16 de noviembre de 2012.

La Directora General,

Julia Miranda Londoño.
(C. F.).

ENTIDADES FINANCIERAS DE NATURALEZA ESPECIAL

Fondo de Garantías de Instituciones Financieras

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 004 DE 2012

(diciembre 20)

por medio de la cual se actualizan, modifican y unifican las normas expedidas por la Junta Directiva del Fondo de Garantías de Instituciones Financieras relativas al Seguro de Depósitos.

La Junta Directiva del Fondo de Garantías de Instituciones Financieras en uso de sus facultades legales, en especial de las que le confieren el literal d) del numeral 2 del artículo 316, el literal c) del numeral 2 del artículo 318 y el artículo 323 del Estatuto Orgánico del Sistema Financiero,

³ Exceptuando la temporada de ballenas (junio a noviembre) periodo en el cual, la capacidad de carga diaria disminuye a 310 personas, en los términos previstos en el parágrafo del artículo 3° de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

1. Que de conformidad con lo dispuesto en el literal d) del numeral 2 del artículo 316 del Estatuto Orgánico del Sistema Financiero, una de las funciones que debe cumplir el Fondo de Garantías de Instituciones Financieras es la de organizar y desarrollar el Sistema de Seguro de Depósitos.

2. Que el literal c) del numeral 2 del artículo 318 del Estatuto Orgánico del Sistema Financiero, en concordancia con el artículo 323 de dicho estatuto, atribuyó a la Junta Directiva, como máximo órgano de dirección y administración del Fondo, la potestad de regular el Seguro de Depósitos con observancia de los principios allí enunciados; y que, dentro de esa potestad, y en la forma prevista en la Ley y los estatutos, la Junta puede dejar a otras instancias del Fondo la adopción de detalles operativos necesarios para llevar a la práctica las regulaciones que expida la Junta.

3. Que teniendo en cuenta la facultad descrita en el numeral anterior, el Fondo diseñó un sistema para la inscripción de instituciones financieras en línea, con el fin de hacer más ágil y eficiente el mencionado proceso de inscripción, lo cual se incluyó en la Resolución No. 004 de 2011, expedida por la Junta Directiva de esta entidad.

4. Que teniendo en cuenta que el Decreto número 4687 de 2011, regula el depósito electrónico ofrecido por los establecimientos de crédito, el cual constituye un nuevo instrumento que permite la realización de transacciones electrónicas que tienen lugar como resultado de los avances tecnológicos, con el cual se promueve el acceso y la profundización de los servicios financieros, se incluyó el Depósito Electrónico como una acreencia amparada por el Seguro de Depósitos.

5. Que se identificó la necesidad de incluir en la regulación del Seguro de Depósitos, la forma de realizar el cálculo de la devolución de la prima o el cobro de prima adicional de la respectiva vigencia, en el evento de conversión de entidades financieras, a que se refiere el artículo 66 del EOSF. Así mismo, se consideró necesario precisar la información utilizada por el Fondo para efectos de los indicadores Camel.

6. Que el artículo 323 del Estatuto Orgánico del Sistema Financiero establece los principios con base en los cuales la Junta Directiva del Fondo organiza, desarrolla y regula el Seguro de Depósitos. En relación con el pago del monto equivalente del Seguro de Depósitos el mencionado artículo se limita a establecer que el monto equivalente del Seguro de Depósitos podrá realizarse a partir de la toma de posesión de una entidad inscrita. De esta manera le corresponde a la Junta Directiva del Fondo, en su calidad de máximo órgano regulador del Seguro de Depósitos, determinar el proceso para realizar el pago del monto equivalente del Seguro de Depósitos, la información necesaria para realizarlo y los mecanismos que permitan la adecuada preparación del Fondo para efectuar dicho pago en el menor tiempo posible, en el evento de la liquidación de una entidad inscrita.

7. Que en el Memorando de Entendimiento, firmado el 18 de octubre de 2012, la Superintendencia Financiera de Colombia y el Fondo de Garantías de Instituciones Financieras establecieron los mecanismos de coordinación para optimizar las actividades relacionadas con el pago del Seguro de Depósitos.

8. Que de conformidad con la Carta Circular 79 del 18 de octubre de 2012, la Superintendencia Financiera de Colombia solicitó a sus entidades vigiladas, inscritas en el Fondo, atender la solicitud que el Fondo realice en virtud del proceso de optimización para el ejercicio oportuno de las funciones que le han sido asignadas por la normatividad vigente.

9. Que el pago oportuno del monto equivalente del Seguro de Depósitos a los depositantes de una entidad inscrita en liquidación, contribuye efectivamente a mantener la estabilidad en las otras entidades financieras inscritas, evitando una corrida masiva de depósitos con lo cual se fortalece la confianza de los depositantes en el sector financiero, razón por la cual es deber del Fondo realizar su mejor esfuerzo en la adopción de las medidas preparatorias a que se refiere el siguiente considerando, orientadas al logro de dicho fin.

10. Que el Fondo y las entidades inscritas necesitan, con anterioridad a un evento de liquidación de una entidad inscrita, estar debidamente preparados mediante la definición de los parámetros, los aspectos técnicos y metodológicos de la información necesaria para el buen funcionamiento del pago del monto equivalente del Seguro de Depósitos. Lo anterior implica que se realicen pruebas, ajustes, verificaciones y simulacros, con la información de los saldos de los depósitos amparados, para lograr que los depositantes de la entidad en liquidación reciban oportunamente el pago del monto equivalente del Seguro de Depósitos. Así mismo, dicha información permitirá mensurar de mejor manera las implicaciones que en cada caso tendría el pago del Seguro de Depósitos, en consideración al nivel de la Reserva existente.

Por lo anterior, el Fondo solicitará a las entidades inscritas la información que le permita la preparación necesaria para tales efectos.

11. Que la información de los depositantes que se entregue al Fondo por parte de las entidades inscritas, en cumplimiento de lo previsto en la presente resolución, **tiene exclusivamente los propósitos a que se hace mención en los numerales precedentes, y el único uso que se dará a los datos personales que se reciban por el Fondo será el relacionado con la realización de simulacros internos de pago del Seguro de Depósitos, o con la realización efectiva de tales pagos, en caso de que se disponga la liquidación administrativa forzosa de una entidad inscrita, y para la generación de información estadística agregada en la que no se identifican las personas, ni se utilizan los demás datos personales de estas.**

12. Que en relación con los datos personales de los depositantes que las entidades inscritas deberán suministrar, en la forma y con el alcance previsto en esta resolución, el Fondo cumplirá con las obligaciones de seguridad y garantía que se derivan del derecho fundamental al *habeas data*, atendiendo a los principios de finalidad, utilidad y circulación restringida, en armonía con las normas legales que regulan la materia y con las directrices trazadas por la Corte Constitucional.

13. Que teniendo en cuenta el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo se realicen actualizaciones normativas,

RESUELVE:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1°. *Objeto.* El Seguro de Depósitos del Fondo de Garantías de Instituciones Financieras tiene por objeto garantizar, en los términos de esta resolución, las acreencias a cargo de las instituciones financieras inscritas en el Fondo, que sean objeto de liquidación forzosa administrativa.

Sin perjuicio de lo dispuesto en el párrafo segundo del artículo decimoséptimo de esta resolución, para hacer efectivo el amparo de las acreencias aseguradas a cargo de las instituciones financieras inscritas, el Fondo podrá:

1. A partir de la toma de posesión para liquidar, y una vez ejecutoriada la decisión del Fondo sobre los montos que se van a pagar, cancelar un monto equivalente al valor del Seguro de Depósitos respecto de las acreencias vigentes a la fecha de la toma de posesión para liquidar, pago que tendrá efectos liberatorios respecto del Seguro de Depósitos en el monto por el cual se realice, o;

2. Pagar el Seguro de Depósitos propiamente dicho una vez quede en firme la orden de restitución y pago de las reclamaciones aceptadas, expedida por el liquidador.

Artículo 2°. *Instituciones financieras que deben inscribirse.* Sin perjuicio de lo dispuesto en las normas especiales que establezcan un régimen particular de Seguro de Depósitos para algunas instituciones financieras, deben inscribirse en el Fondo de Garantías de Instituciones Financieras, los establecimientos bancarios, las corporaciones financieras y las compañías de financiamiento.

Artículo 3°. *Procedimiento de inscripción.* Las instituciones financieras indicadas en el artículo anterior, que obtengan la autorización de constitución de la Superintendencia Financiera de Colombia, deberán solicitar su inscripción conforme al siguiente procedimiento:

1. Presentar ante el Fondo, a través de la página web dispuesta para el efecto, solicitud de inscripción, adjuntando en formato digitalizado la carta de solicitud de inscripción suscrita por el representante legal o por el apoderado designado para el efecto y el documento en el que se acredite la calidad con la que actúa el solicitante.

Una vez recibida la solicitud, el Fondo deberá solicitar a la Superintendencia Financiera de Colombia el certificado de existencia y representación legal expedido por dicha entidad o copia de la resolución o del documento mediante el cual la mencionada Superintendencia autorice su constitución.

2. Pagar, por una sola vez, una cuota equivalente al 0.115 por mil del capital suscrito que tenga la institución al momento de su constitución, de acuerdo con la autorización impartida por la Superintendencia Financiera de Colombia.

3. Los derechos de inscripción deberán pagarse a través del Servicio Electrónico del Banco de la República (Sebra), acreditando la cuenta única de depósito número 62090014 portafolio 0 (cero) a nombre del Fondo de Garantías de Instituciones Financieras, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes a la fecha en que el Fondo le comunique por medio electrónico sobre la autorización de inscripción que haya impartido.

Las instituciones financieras que no cuenten directamente con el Servicio Electrónico del Banco de la República (SEBRA), podrán utilizar intermediarios, para lo cual estos deben cumplir con todos los requisitos aplicables para tales efectos.

4. Acreditado el pago de los derechos correspondientes, el Fondo comunicará por medio electrónico a la institución financiera sobre la inscripción.

Parágrafo 1°. El Fondo informará a la Superintendencia Financiera de Colombia sobre las inscripciones de instituciones, que autorice.

Parágrafo 2°. Las instituciones financieras inscritas en el Fondo, que obtengan autorización de conversión para desarrollar el objeto social de cualquiera otra clase de institución que deba estar inscrita conforme a la presente resolución, no requerirán adelantar gestión de inscripción adicional.

Artículo 4°. *Acreencias amparadas.* Salvo disposición legal en contrario, deben tomar obligatoriamente el Seguro de Depósitos los establecimientos bancarios, las corporaciones financieras, y las compañías de financiamiento inscritas o que llegaren a inscribirse en el Fondo de Garantías de Instituciones Financieras.

Únicamente las acreencias, que se mencionan a continuación, constituidas en establecimientos bancarios, corporaciones financieras, y compañías de financiamiento, están amparadas por el Seguro de Depósitos:

- a) Depósitos en Cuenta Corriente;
- b) Depósitos Simples;
- c) Certificados de Depósitos a Término (CDT);
- d) Depósitos de Ahorro;
- e) Cuentas de Ahorro Especial;
- f) Bonos Hipotecarios;
- g) Depósitos Especiales;
- h) Servicios Bancarios de Recaudo;
- i) Depósitos Electrónicos.

Parágrafo. Las acreencias a que hace referencia este artículo, comprenden las acreencias en moneda legal y extranjera que se posean en Colombia, de acuerdo con la reglamentación cambiaria vigente expedida por la Junta Directiva del Banco de la República.

CAPÍTULO II

Primas

Artículo 5°. *Primas a cargo de las instituciones financieras.* Los establecimientos bancarios, las corporaciones financieras y las compañías de financiamiento inscritas deberán

pagar una prima anual por Seguro de Depósitos, correspondiente al cero punto tres por ciento (0.3%) anual del monto de los pasivos, a cargo de cada institución, relacionados en el artículo cuarto de la presente resolución.

Parágrafo 1°. Las primas establecidas en el presente artículo se liquidarán con base en el promedio simple de las cifras del balance de cierre de los meses, que comprenden el trimestre calendario objeto de pago. La forma de pago será por trimestre calendario vencido y deberán ser entregadas al Fondo dentro de los tres (3) últimos días hábiles, de los primeros quince (15) días corrientes de los meses de mayo, agosto, noviembre y febrero. Si el pago se hace el último día hábil, este deberá ser realizado a más tardar a las 5 p. m.

Parágrafo 2°. Entiéndase por trimestre calendario aquel que termina en marzo, junio, septiembre y diciembre de cada año.

Parágrafo 3°. Las instituciones calcularán el valor de la prima que deberán pagar, con base en sus balances transmitidos a la Superintendencia Financiera de Colombia, correspondientes al trimestre objeto de pago de la prima, disponibles al momento del pago.

En caso de que la entidad no tenga balances transmitidos a la Superintendencia Financiera de Colombia, al momento del pago, deberá calcular y pagar el valor de la prima, con base en los balances que tenga disponibles a dicha fecha.

Lo anterior, sin perjuicio de los intereses moratorios que podrá cobrar el Fondo, por las diferencias que se originen entre las cifras de los balances transmitidos y disponibles, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo decimoprimero de esta resolución.

Parágrafo 4°. Los pagos realizados el último día hábil de los primeros quince (15) días calendario de los meses de mayo, agosto, noviembre y febrero después de las 5 p.m., se entenderán realizados el día hábil siguiente y por lo tanto, darán lugar al cobro de intereses moratorios por parte del Fondo, en aplicación de lo dispuesto en el artículo decimoprimero de esta resolución.

Parágrafo 5°. Si la cifra que resulta del cálculo de la prima de que trata el parágrafo tercero del presente artículo incluye decimales, el valor por pagar deberá aproximarse a un número entero, así: (i) si el primer decimal es igual o superior a cinco (5) se deberá aproximar al número entero superior siguiente, y (ii) si el primer decimal es inferior a cinco (5), se deberá aproximar al número entero inmediatamente anterior.

Artículo 6°. Sistema de devolución de primas y prima adicional.

1. La devolución de primas o el cobro de prima adicional, anual, se hará con base en la calificación que realice el Fondo de cada uno de los establecimientos bancarios, las corporaciones financieras y las compañías de financiamiento, para cuyo efecto se usarán los indicadores financieros que se establecen a continuación, que permitan evaluar el riesgo para el sistema de Seguro de Depósitos de dichas instituciones:

	Ponderación (W)	Rango	Calificación (D)
Capital:	25%	< 8%	1
Patrimonio Técnico / (Activos ponderados por nivel de Riesgo)+((100/9)*VaR ¹)		>= 8% y < 9%	2
		>= 9% y < 10%	3
		>= 10% y <= 12%	4
		> 12%	5
Activos:	20%	> 8%	1
Cartera Vencida / Cartera Bruta		> 6% y <= 8%	2
		> 4% y <= 6%	3
		> 3% y <= 4%	4
		<= 3%	5
Gestión:	20%	> 80% o < 0%	1
Gastos Operacionales Totales / Margen Financiero Bruto		>= 70% y <= 80%	2
		>= 60% y < 70%	3
		>= 50% y < 60%	4
		< 50%	5
Rentabilidad:	25%	< 0%	1
Utilidad / Activo Promedio		>= 0% y < 1%	2
		>= 1% y < 2%	3
		>= 2% y < 3%	4
		>= 3%	5
Liquidez:	10%	<= -10%	1
(Activos Líquidos - Pasivos Líquidos) / Depósitos		> -10% y <= 4%	2
		> 4% y <= 6%	3
		> 6% y <= 15%	4
		> 15%	5

¹ Riesgo de Mercado

Dicha calificación se otorgará en un rango de uno a cinco (1 a 5) siendo uno (1) la más baja posible y cinco (5) la más alta posible.

La calificación total de la entidad está determinada por la suma ponderada de la calificación promedio mensual de cada uno de los indicadores.

$$\text{Calificación Total} = x = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^5 D_{ij} W_j$$

Donde

D_{ij} = Calificación del mes i del indicador j

W_j = Ponderación del indicador j

2. El porcentaje de devolución que se aplicará al valor total de las primas pagadas, durante el año inmediatamente anterior a aquel en el cual se realiza la respectiva devolución, se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$\mathfrak{Z}(x) = \left[\frac{1}{4,5} (0,15x^3 - 1,35x^2 + 4,575x - 5,625) \right] \times 100$$

Donde

x = Calificación total

$\mathfrak{Z}(x)$ = Porcentaje de devolución dada la calificación X

Las ponderaciones y rangos que operan para la calificación de la entidad, se detallan en el cuadro anterior del numeral 1 del presente artículo.

El porcentaje, expresado en valor absoluto, se deberá multiplicar por el monto de la prima recaudada en el año objeto de la devolución.

Tanto la calificación total como el porcentaje de devolución se aproximarán a dos decimales.

3. Si el porcentaje resultante de aplicar la fórmula descrita en el numeral anterior resulta negativo, el Fondo lo aplicará, expresado en valor absoluto, al monto total de las primas pagadas durante el año anterior; el valor que arroje dicha operación corresponderá al monto adicional que por concepto de prima de Seguro de Depósitos deberá pagar la respectiva entidad.

Tanto la calificación total como el porcentaje de cobro de prima adicional se aproximarán a dos decimales.

Parágrafo 1°. La aplicación de los indicadores, de que trata el numeral 1 de este artículo, para evaluar el comportamiento de la situación financiera de las instituciones inscritas, se hará con base en la información de estados financieros y relación de solvencia entregada por la Superintendencia Financiera de Colombia a Fogafin.

Parágrafo 2°. En caso de que para una institución financiera no sea procedente el cálculo de alguno de los indicadores, por razón de la inexistencia de alguna de las variables utilizadas en dicho cálculo, el procedimiento para obtener la calificación total se hará distribuyendo la ponderación del indicador faltante entre los indicadores existentes, en forma proporcional a la ponderación asignada a cada uno de ellos.

Parágrafo 3°. Cuando se trate de instituciones que hayan sido autorizadas por la Superintendencia Financiera de Colombia y se hayan inscrito en el Fondo durante el período objeto de examen y, por lo tanto, no se puedan calcular los indicadores de los doce (12) meses, la calificación total de la institución estará determinada por la suma ponderada de la calificación promedio de los meses evaluados, multiplicada por un factor resultante de la división de 1 sobre la cantidad de meses evaluados.

Para el caso de los establecimientos bancarios, las corporaciones financieras y las compañías de financiamiento:

$$\text{Calificación Total} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^5 D_{ij} W_j$$

Donde

D_{ij} = Calificación del mes i del indicador j

W_j = Ponderación del indicador j

n = Número de meses evaluados

Parágrafo 4°. En el caso de que a una institución financiera le falten datos de un indicador, debido a la falta de aprobación de los estados financieros por parte de la Superintendencia Financiera, el Fondo aplicará la calificación más baja posible y con base en esta calculará el monto de prima adicional.

Parágrafo 5°. Cuando se trate de instituciones financieras inscritas en el Fondo que se hayan convertido, durante el año objeto de la devolución o cobro de prima adicional, en cualquier otra institución que deba estar inscrita, el promedio anual de la calificación Camel se calculará con base en los estados financieros y la relación de solvencia correspondientes a los meses anteriores y posteriores a la conversión, asumiendo que no hubo solución de continuidad.

Artículo 7°. Requisitos para determinar la devolución o cobro adicional de primas por seguro de depósitos.

a) Requisitos para la devolución de primas

Para que una institución financiera sea acreedora de devolución de primas por Seguro de Depósitos, se requiere que la respectiva institución cumpla con tres requisitos:

1. Que en ningún momento del período anual objeto de devolución haya contado con capital garantía otorgado por el Fondo de Garantías de Instituciones Financieras.

2. Que en ningún mes del período anual objeto de devolución haya registrado una relación de solvencia inferior a 9,00%, calculada según lo dispuesto en el artículo 2.1.1.1.2 del Decreto número 2555 de 2010 o las normas que lo modifiquen o sustituyan.

3. Que la calificación total obtenida por la institución financiera sea mayor a 3,00.

Cumplidos los anteriores requisitos, el monto de la devolución será equivalente al valor que resulte de aplicar un porcentaje de devolución entre 0,01% y 50,00% al valor pagado por la respectiva institución durante el año inmediatamente anterior, por concepto de prima de Seguro de Depósitos.

b) Requisitos para el cobro adicional de primas por seguro de depósitos

Toda institución financiera está sujeta al cobro adicional de primas por Seguro de Depósitos cuando la calificación total obtenida por la institución sea menor a 3,00.

Cumplido el anterior requisito, el monto de la prima adicional será equivalente al resultante de aplicar un porcentaje entre 0,01% y 50,00% al valor pagado por la respectiva institución durante el año inmediatamente anterior por concepto de prima de Seguro de Depósitos.

El cobro de la prima adicional opera aún en el evento en que la institución financiera haya registrado una relación de solvencia superior a 9,00% en el período anual objeto de

devolución, o aun cuando no haya contado con capital garantía otorgado por el Fondo de Garantías de Instituciones Financieras.

Artículo 8°. *Oportunidad para la devolución de primas y pago de la prima adicional.* La devolución de primas establecida en los numerales 1 y 2 del artículo sexto de la presente resolución la hará el Fondo de Garantías de Instituciones Financieras a más tardar el 15 de abril de cada año.

El pago de la prima adicional establecida en el numeral 3 del artículo 6°, deberá efectuarse por parte de las instituciones financieras, dentro de los tres (3) últimos días hábiles de los primeros quince (15) días corrientes del mes de abril de cada año. Si el pago se hace el último día hábil, este deberá ser realizado a más tardar a las 5 p. m.

Parágrafo. En caso de retardo en el pago de la prima adicional la respectiva institución financiera pagará al Fondo intereses de mora liquidados a la tasa más alta permitida para las operaciones comerciales y vigentes a la fecha en que se realice efectivamente el pago.

Los pagos que se realicen el último día hábil de los primeros quince (15) días calendario del mes de abril después de las 5 p. m., se entenderán realizados el día hábil siguiente y por lo tanto, darán lugar al cobro de intereses moratorios por parte del Fondo, en aplicación de lo dispuesto en el artículo decimoprimer de esta resolución.

Artículo 9°. *Pago de la prima.* Las instituciones financieras pagarán las primas y las primas adicionales, cuando estas últimas procedan, a través del Servicio Electrónico del Banco de la República (SEBRA), acreditando la cuenta única de depósito número 62090022 portafolio 1 (uno) a nombre del Fondo de Garantías de Instituciones Financieras.

En el campo de descripción de transferencia registrar los siguientes datos: nombre de la entidad responsable del pago, número del NIT de la entidad responsable del pago y concepto: "pago prima" o "pago prima adicional", según corresponda.

Las instituciones financieras que no cuenten directamente con el Servicio Electrónico del Banco de la República (Sebra), podrán utilizar intermediarios, para lo cual estos deben cumplir con todos los requisitos aplicables para tales efectos.

Artículo 10. *Restitución de pagos en exceso.* En caso de que una institución financiera efectúe un pago en exceso de lo que le correspondiera pagar por prima de Seguro de Depósitos, podrá solicitar por escrito y obtener del Fondo, la devolución de las sumas correspondientes. Con tal fin, la institución respectiva deberá probar el error y la base correcta de la liquidación, mediante certificación suscrita por el representante legal y el revisor fiscal. La solicitud de restitución deberá presentarse dentro del año siguiente a la fecha en que se produjo el pago en exceso.

Si la respectiva institución no solicita la devolución y la suma pagada en exceso supera el cero punto uno por ciento (0.1%) del valor que le correspondería pagar a la institución financiera, durante el trimestre objeto de pago, el Fondo enviará una comunicación al representante legal de la institución, informándole sobre el pago en exceso e indicándole que para efectos que proceda la devolución deberá solicitarla por escrito y adjuntar la certificación suscrita por el representante legal y el revisor fiscal, sobre la base correcta de la liquidación.

El Fondo girará las sumas pagadas en exceso, previa deducción de los gravámenes tributarios y costos transaccionales a que haya lugar y que se originen en el hecho de la restitución de los pagos en exceso.

No habrá lugar al pago de intereses por parte del Fondo a favor de la institución que por cualquier causa haya cancelado una suma mayor a la que le corresponde, salvo que se pruebe que el pago en exceso haya sido causado por un error del Fondo, caso en el cual se causarán intereses a partir de la fecha en que la institución financiera hubiera realizado el pago. En cualquier caso, las devoluciones se realizarán una vez compensadas las obligaciones de plazo vencido a cargo de la respectiva institución financiera.

Artículo 11. *Retardo en el pago de la prima.* Cuando una institución financiera retarde el pago de las primas a su cargo, conforme a la presente resolución, se causarán a favor del Fondo intereses de mora liquidados a la tasa más alta permitida para las operaciones comerciales y vigentes a la fecha en que se realice efectivamente el pago.

Parágrafo. La institución financiera deberá pagar al Fondo intereses de mora liquidados como lo dispone este artículo, en el evento de que realice un pago por un monto inferior al que corresponde, para lo cual el Fondo podrá realizar el cobro pertinente.

CAPÍTULO III

Cobertura y pago del seguro de depósitos y del monto equivalente al seguro de depósitos

Artículo 12. *Valor máximo asegurado.* El valor máximo asegurado que reconocerá el Fondo de Garantías de Instituciones Financieras por concepto de Seguro de Depósitos será de veinte millones de pesos (\$20.000.000), por persona, en cada institución, independientemente del número de acreencias de las cuales sea titular esa persona, bien sea en forma individual, conjunta o colectiva con otras.

Parágrafo 1°. Cuando dos o más personas sean titulares de una misma acreencia en forma conjunta, el Fondo pagará el Seguro de Depósitos correspondiente por partes iguales a cada uno de los titulares.

Cuando dos o más personas sean titulares de una misma acreencia en forma colectiva, el Fondo pagará el Seguro de Depósitos correspondiente a cualquiera de ellos que se presente a reclamarlo, teniendo en cuenta el límite por persona descrito en este artículo. Sin embargo, si se presentan varios o todos los titulares, el Fondo pagará hasta el monto máximo de veinte millones de pesos (\$20.000.000.00) por persona, al primero que se presente, y si existiere un saldo por acreencia, al siguiente y así sucesivamente.

Parágrafo 2°. Cuando el titular de la acreencia sea una institución administradora de patrimonios autónomos, de mandatos o de encargos fiduciarios, cada patrimonio autónomo, cada mandato o cada encargo fiduciario se considerará individualmente para efectos del reconocimiento del Seguro de Depósitos. En cualquier caso, los fondos y patrimonios autónomos se tratarán, cada uno, como una sola persona.

Artículo 13. *Alcance de la cobertura.* Cuando se trate de acreencias remuneradas, el Seguro de Depósitos amparará el valor del capital y los intereses corrientes, pero sólo aquellos causados y no pagados a la fecha de expedición de la resolución de toma de posesión para liquidar, todo dentro de los límites establecidos en el artículo decimosegundo de la presente resolución y sobre la base de lo previsto en el artículo primero de la misma.

Artículo 14. *Pago del monto equivalente al seguro de depósitos.* El pago del monto equivalente al Seguro de Depósitos respecto de las acreencias vigentes a la fecha de la toma de posesión se sujetará a las siguientes reglas:

1. Mediante acto administrativo que se notificará en la forma dispuesta en el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, el Fondo determinará el monto equivalente al valor del Seguro de Depósitos de acuerdo con la base de datos definitiva que le entregará la entidad intervenida al momento de la toma de posesión para liquidar de la institución inscrita.

2. El pago del monto equivalente al Seguro de Depósitos lo hará el Fondo previa presentación por parte del acreedor del "Formulario Pago del Seguro de Depósitos" del Fondo, y diligenciado de acuerdo con las instrucciones que en él se indiquen. El Formulario deberá ser entregado a más tardar dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la notificación personal o por edicto del acto administrativo al que se refiere el numeral anterior.

3. El Fondo podrá pagar el monto equivalente al valor del Seguro de Depósitos, a más tardar dentro de los veintiséis (26) días hábiles siguientes a la expedición por parte de la Superintendencia Financiera de Colombia de la respectiva resolución de toma de posesión para liquidar de la institución.

4. Cuando no sea posible realizar el pago en el término previsto en el numeral anterior, el Fondo, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo decimoquinto y siguientes de esta resolución, cancelará el valor del Seguro de Depósitos respecto de las acreencias que hayan sido reclamadas oportunamente y reconocidas en la resolución expedida por el liquidador sobre el orden de restitución y pago, una vez esta se encuentre debidamente ejecutoriada.

Parágrafo transitorio. El presente artículo, el numeral 1 del artículo 1° y el artículo 15 de esta resolución, sólo serán aplicables cuando el Fondo de Garantías de Instituciones Financieras y las entidades inscritas culminen las pruebas de transmisión de la información que permita el pago del monto equivalente del Seguro de Depósitos, para lo cual, el Fondo contará con un plazo máximo de un (1) año contado a partir de la expedición de la presente resolución. Durante el mencionado plazo, el pago del Seguro de Depósitos se realizará en los términos del numeral 2 del artículo 1° y el artículo 16 de esta resolución.

Artículo 15. Quien tenga una acreencia amparada no podrá obtener el pago del monto equivalente al Seguro de Depósitos y deberá seguir el procedimiento descrito en el numeral 2 del artículo 1° y los artículos 16 y siguientes de esta resolución para reclamar el pago del Seguro de Depósitos, en los siguientes casos:

1. Cuando el acreedor hubiere interpuesto recursos en contra del acto mediante el cual el Fondo notifique el pago del monto equivalente al valor del Seguro de Depósitos.

2. Cuando al acreedor no pueda notificarse ni personalmente ni por edicto del acto por el cual el Fondo determina el monto de las sumas que va a pagar por Seguro de Depósitos.

3. Cuando el acreedor, a pesar de ser notificado del acto administrativo, no entregue diligenciado el "Formulario Pago del Seguro de Depósitos" dentro del término al que se refiere el numeral segundo del artículo 14 de la presente resolución.

4. Cuando el acreedor aparezca reportado en la "Lista Clinton" o "Lista de Narcotraficantes Específicamente Señalados" (SND List) o en listas de similar naturaleza publicadas por autoridades nacionales y extranjeras.

5. Cuando la Unidad de Información y Análisis Financiero (UIAF) transmita a las autoridades competentes información del acreedor, que lo vincule, eventualmente, con actividades prohibidas en el marco de la lucha integral contra el lavado de activos, la financiación del terrorismo y las actividades que dan origen a la acción de extinción del dominio.

6. Cuando el nombre del acreedor o su acreencia no aparezca en la base de datos que entregará la entidad inscrita al Fondo, al momento de la toma de posesión para liquidar de la institución financiera inscrita.

7. Cuando, por razón de informaciones inconsistentes o incompletas, o por la naturaleza de los documentos aportados, el Fondo tenga dudas sobre el saldo de la acreencia o sobre la autenticidad de los soportes que el acreedor entregue al Fondo como prueba de su acreencia.

8. Respeto de los acreedores cuyas acreencias hayan sido objeto de medidas cautelares, pero sólo respecto de aquellas acreencias objeto de la medida cautelar.

Artículo 16. *Pago del seguro de depósitos.* La solicitud de pago del Seguro de Depósitos deberá ser presentada ante el Fondo por los titulares de las acreencias amparadas o por quienes demuestren tener derecho al pago, a más tardar dentro de los ocho (8) meses contados a partir de la fecha de ejecutoria de la resolución expedida por la Superintendencia Financiera de Colombia en la que se decreta la toma de posesión para liquidar la institución. Vencido el término señalado sin que se haya presentado la solicitud de pago, se perderá el derecho a reclamar el Seguro de Depósitos, sin perjuicio de los derechos que correspondan a cada acreedor frente a la liquidación.

Artículo 17. *Igualdad de acreedores.* Para garantizar el trato igualitario a los acreedores y con el fin de evitar que directa o indirectamente estos puedan recibir un pago superior a la suma que les corresponde, el Fondo deberá deducir del monto del Seguro de Depósitos

el porcentaje que este o la Liquidación hubieren pagado respecto de cada acreencia con anterioridad a la reclamación, al pago del monto equivalente al valor del Seguro de Depósitos o al pago del valor del Seguro de Depósitos, propiamente dicho.

Parágrafo 1°. Serán causales de suspensión de pago las contempladas en el artículo 323 literal d) del Estatuto Orgánico del Sistema Financiero.

Parágrafo 2°. De conformidad con el literal g) del artículo 323 del Estatuto Orgánico del Sistema Financiero, el Fondo se reserva el derecho de efectuar el pago de las obligaciones a su cargo por concepto de Seguro de Depósitos mediante el empleo de otros mecanismos diferentes a la entrega de una suma de dinero, que permitan al acreedor recibir por lo menos un monto equivalente al amparo de su acreencia, en las oportunidades y condiciones que determine el Fondo.

Artículo 18. *Subrogación a favor del fondo.* De conformidad con el numeral 3 del artículo 9.1.3.2.4 del Decreto número 2555 de 2010 o las normas que lo modifiquen o sustituyan y el artículo 300 del Estatuto Orgánico del Sistema Financiero, modificado por el artículo 25 de la Ley 510 de 1999, cuando el Fondo de Garantías de Instituciones Financieras pague el Seguro de Depósitos, en las resoluciones de reconocimiento de acreencias a cargo de la institución financiera en liquidación, el liquidador dejará expresa constancia de que el Fondo se subroga hasta el valor de los montos pagados, por lo cual tendrá derecho a obtener el pago de las sumas que haya cancelado, con la misma prelación y en las mismas condiciones que los depositantes o ahorradores a los que hizo el pago. El Fondo también se subrogará parcialmente en todas las sumas que hubiere pagado a partir de la toma de posesión a los depositantes y ahorradores de conformidad con el literal h) del artículo 323 del E.O.S.F.

Artículo 19. *Pago del seguro de depósitos sin juicio de sucesión.* El Fondo de Garantías de Instituciones Financieras pagará sin necesidad de juicio de sucesión, dentro del límite al que se refiere el artículo decimosegundo de esta resolución, el valor del Seguro de Depósitos a quienes puedan aportar prueba sumaria que los acredite como cónyuge, compañero (a) permanente o herederos del beneficiario (a), cuando el valor del mismo no exceda la cuantía a la cual hace referencia el numeral 7 del artículo 127 del Estatuto Orgánico del Sistema Financiero, previa entrega del “Formulario Pago del Seguro de Depósitos”, elaborado por el Fondo de Garantías de Instituciones Financieras, diligenciado de acuerdo con las instrucciones que este imparta y acompañado de los siguientes documentos, según el caso:

- Copia auténtica del documento de identidad del (los) reclamante (s);
- Copia auténtica del acta de defunción del (los) titular (es) de la acreencia;
- Copia auténtica de las pruebas de estado civil que acrediten el grado de parentesco que se pretende hacer valer;
- Copia auténtica de la partida de matrimonio, si quien reclama es el cónyuge;
- Copia auténtica del documento que constituya prueba idónea para acreditar la calidad de compañero (a) permanente.

Parágrafo. El beneficio de pago de Seguro de Depósitos, sin juicio de sucesión, a que se refiere el presente artículo, se aplicará igualmente a aquellos casos en que se distribuyan remanentes de acreencias subrogadas totalmente al Fondo, de conformidad con el régimen vigente antes de la expedición de la Ley 510 de 1999.

Artículo 20. *Acreencias no amparadas por el seguro de depósitos.* El Seguro de Depósitos no amparará en ningún caso intereses de mora a cargo de la institución financiera en liquidación ni otorgará derecho a sus beneficiarios para exigir tal clase de intereses al Fondo de Garantías de Instituciones Financieras.

Están excluidas del amparo del Seguro de Depósitos las acreencias cuyo(s) titular(es) las haya(n) adquirido en pago de pasivos a cargo de la institución financiera en liquidación, no cubiertos por el mencionado seguro.

Artículo 21. *Transmisión de información para la preparación y el pago del monto equivalente del seguro de depósitos.* Con el propósito de proteger a los depositantes mediante un pago oportuno del monto equivalente del Seguro de Depósitos, las instituciones inscritas deberán transmitir al Fondo la información de los saldos de las acreencias amparadas.

La mencionada información deberá ser transmitida en el “Formato de Depósitos Individuales”, cuyo detalle y características se encuentran descritas en el Anexo Técnico número 1 de esta resolución. El mencionado formato deberá ser firmado digitalmente por el representante legal de la entidad.

Parágrafo 1°. La información recibida de las entidades inscritas, en cualquier evento, será utilizada única y exclusivamente con propósitos institucionales, para efectos de la preparación que se requiere para el pago del monto equivalente del Seguro de Depósitos y para realizar este cuando sea procedente, lo cual hace parte del objeto del Fondo. En consecuencia, el Fondo velará por la confidencialidad, integridad, custodia y buen manejo de dicha información, garantizando la aplicación de las leyes, normas y principios constitucionales que regulan la reserva bancaria y el manejo de las bases de datos.

Parágrafo 2°. El Fondo informará a la Superintendencia Financiera de Colombia sobre las entidades inscritas que incumplan el envío y calidad de la información contemplada en este capítulo.

Parágrafo transitorio. *Pruebas.* Para efectos de realizar las pruebas y ajustes tecnológicos que permitan garantizar la correcta transmisión del “Formato de Depósitos Individuales”, las instituciones inscritas deberán transmitir al Fondo el mencionado formato en las fechas indicadas a continuación:

Rango de los 2 últimos dígitos del NIT de la entidad	Fecha de corte de la información	Fecha de transmisión
00-09	El día calendario inmediatamente anterior a la fecha de transmisión	2 de julio de 2013
10-19		3 de julio de 2013
20-29		4 de julio de 2013
30-37		5 de julio de 2013
38-39		8 de julio de 2013
40-49		9 de julio de 2013
50-59		10 de julio de 2013
60-63		11 de julio de 2013
64-69		12 de julio de 2013
70-79		15 de julio de 2013
80-89		16 de julio de 2013
90-99		17 de julio de 2013

En caso de que existan errores en la transmisión del archivo, las entidades inscritas coordinarán con el Departamento de Sistemas del Fondo la fecha en la que se podrá realizar la retransmisión del formato. En cualquier caso, la fecha de corte de la información deberá corresponder al día calendario inmediatamente anterior a la fecha de transmisión o retransmisión del formato.

Culminadas las transmisiones del formato en ambiente de pruebas, las entidades deberán adelantar los ajustes necesarios a fin de dar inicio a la transmisión oficial del formato en los plazos establecidos en el artículo siguiente, para lo cual las entidades contarán con el soporte permanente del Departamento de Sistemas del Fondo.

Artículo 22. *Periodicidad de la transmisión.* Las instituciones inscritas deberán realizar la transmisión oficial del formato a partir del primer día hábil de febrero de 2014, y anualmente, de conformidad con el siguiente cronograma:

Rango de los 2 últimos dígitos del NIT de la entidad	Fecha de corte de la información	Fecha de transmisión
00-09	El día calendario inmediatamente anterior a la fecha de transmisión	Primer día hábil de febrero de cada año
10-19		Segundo día hábil de febrero de cada año
20-29		Tercer día hábil de febrero de cada año
30-37		Cuarto día hábil de febrero de cada año
38-39		Quinto día hábil de febrero de cada año
40-49		Sexto día hábil de febrero de cada año
50-59		Séptimo día hábil de febrero de cada año
60-63		Octavo día hábil del mes de febrero de cada año
64-69		Noveno día hábil de febrero de cada año
70-79		Décimo día hábil de febrero de cada año
80-89		Decimoprimer día hábil de febrero de cada año
90-99		Decimosegundo día hábil de febrero de cada año

Artículo 23. El Fondo podrá solicitar, en cualquier momento, la remisión del “Formato de Depósitos Individuales”, el cual deberá transmitirse a más tardar el día hábil siguiente a la fecha de corte que establezca la solicitud.

Artículo 24. *Certificación.* Sin perjuicio del cumplimiento del artículo anterior, las entidades inscritas deberán remitir al Fondo, dentro de la primera quincena de diciembre de cada año, una certificación suscrita por el representante legal y el revisor fiscal, indicando que la entidad cuenta con la capacidad de generar el “Formato de Depósitos Individuales”, en el momento en que el Fondo así lo requiera. Para esta certificación se deberá usar el formato contenido en el Anexo Técnico No. 2 de la presente resolución.

Artículo 25. En caso de toma de posesión para liquidar, el representante legal deberá transmitir al Fondo el “Formato de Depósitos Individuales”, con corte al día en que es ordenada la toma de posesión para liquidar, a más tardar el día hábil siguiente a esa fecha. La transmisión o entrega del mencionado formato podrá realizarse con el acompañamiento de un funcionario del Fondo, durante la ejecución de la toma de posesión para liquidar por parte de la Superintendencia Financiera de Colombia o a más tardar el día hábil siguiente.

Parágrafo. En los casos en que no sea posible obtener la transmisión o entrega del “Formato de Depósitos Individuales”, en el plazo establecido en el presente artículo, el pago del Seguro de Depósitos se realizará en los términos del numeral 2 del artículo primero y el artículo decimosexto de esta resolución.

CAPÍTULO IV

Disposiciones varias

Artículo 26. *Seguimiento.* El Fondo de Garantías de Instituciones Financieras organizará un sistema de obtención y análisis continuo de información que le permita evaluar periódicamente el estado y modificación de los riesgos asegurados.

Artículo 27. *Vigencia.* La presente resolución rige a partir de su publicación y deroga la Resolución número 003 de 2012, y las disposiciones que le sean contrarias.

Dada en Bogotá, D. C., a los veinte (20) días del mes de diciembre de dos mil doce (2012).
Publíquese y cúmplase.

El Presidente,

Mauricio Cárdenas Santamaría.

La Secretaria,

Dina María Olmos Aponte.

(C. F.)

**ANEXO TÉCNICO NÚMERO 1
ESTRUCTURA Y COMPOSICIÓN DEL FORMATO DE DEPÓSITOS
INDIVIDUALES**

1. Forma de entrega

El Fondo de Garantías de Instituciones Financieras, pondrá a disposición de las entidades inscritas a través de su página web www.fogafin.gov.co el servicio "Reporte de Archivos" ubicado en la sección "Depósito Seguro". Fogafin usará en su página web un certificado digital de página segura con el fin de proteger los datos que se transmitan e identificar el sitio del Fondo.

Para el ingreso y uso del servicio, se requerirá que las entidades utilicen un certificado digital vigente adquirido a través de un ente certificador debidamente aprobado por la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC). Este certificado deberá estar asignado al Representante Legal de la entidad, quien realizará la firma del formato que será reportado.

Las características del certificado digital, requerido para la firma del formato, son las mismas del certificado utilizado para la firma de los archivos transmitidos por parte de las entidades financieras a la Superintendencia Financiera de Colombia.

Mediante el uso del certificado se validará la identidad del Representante Legal, con el fin de permitir o denegar el acceso al sistema para realizar la transmisión del formato. El servicio permitirá luego realizar el cargue del formato de depósitos individuales.

La información cargada a la base de datos no permitirá la identificación del depositante debido a que los campos que puedan permitir dicha identificación estarán cifrados. Estos campos serán utilizados sin cifrar solo en caso de intervención y con el fin de proceder al pago del monto equivalente del Seguro de Depósitos.

Una vez cargada la información a la base de datos, el archivo transmitido será eliminado de manera segura mediante un software que emplea un algoritmo de borrado.

La información transmitida por cada una de las entidades será almacenada en la base de datos durante un año, y posteriormente será eliminada.

El archivo plano debe tener las siguientes características técnicas:

- Debe ser un archivo de texto plano en formato ASCII, utilizando explícitamente el conjunto de caracteres Latin1 (ISO-8859-1).

- El nombre del archivo debe estar compuesto por:

- El tipo de entidad asignado por la Superintendencia Financiera de Colombia. Deberá tener tres dígitos (completando con ceros a la izquierda en caso de tener uno o dos dígitos asignados).

- El código de la entidad asignado por la Superintendencia Financiera de Colombia. Deberá tener tres dígitos (completando con ceros a la izquierda en caso de tener uno o dos dígitos asignados).

- Fecha de corte de la información reportada DDMMAAAA, donde DD corresponderá al día, MM al mes y AAAA al año.

Ejemplo: para el Fondo, tipo de entidad 22, código 7, el nombre del archivo con corte 31 de diciembre de 2013 sería el siguiente: **02200731122013.txt**

El sistema verificará, posterior a la transmisión del formato, la firma y la estructura del mismo para iniciar los procesos internos. Si el resultado de la verificación de la firma o de la estructura del formato transmitido es negativo, no se continuará con el proceso y se reportará a la entidad el resultado de la verificación.

Para el suministro de esta información se cuenta con un procedimiento alterno el cual se activará cuando existan fallas en los servicios de comunicaciones en las entidades financieras inscritas o en el Fondo. Para este caso se recibirá el formato en el plazo definido mediante un DVD, para lo cual la entidad deberá:

- Crear el archivo plano con la estructura definida.
- Cifrar el archivo plano mediante el uso del aplicativo GPA¹ para lo cual el Fondo y las entidades realizarán previamente el intercambio de llaves públicas.
- Firmar el formato cifrado mediante el certificado vigente del Representante Legal.
- Calcular el HASH del formato cifrado y firmado.
- Copiar en un DVD con fines de solo lectura el formato cifrado y firmado.
- Remitir al Fondo a través de una comunicación escrita, el DVD con el archivo cifrado y firmado. Esta comunicación deberá estar suscrita por el Representante Legal de la entidad y deberá contener el número del HASH calculado y el algoritmo utilizado (SHA o SHA1); así como el detalle del inconveniente que obligó el reporte del formato por este medio.

Cuando al momento de la intervención de una entidad financiera no sea posible firmar el archivo con un certificado digital vigente o adecuado, se deberá implementar el procedimiento alterno mencionado sin necesidad de firma digital.

¹ GPA Software con licenciamiento GNU. Este licenciamiento obedece a software libre, el cual puede ser copiado, usado, modificado y distribuido sin que en ningún momento deje de ser software libre y sin que cambie su licenciamiento GNU.

2. Reglas generales

- Las entidades financieras deberán establecer los controles manuales y automatizados que garanticen que los archivos se generen de acuerdo con las reglas establecidas en este documento.

- La información contenida en el formato reportado debe ser aquella con la que la entidad cuente al cierre del día de la fecha de corte solicitada y deberá reflejar fielmente la información que reposa en las bases de datos.

- Los saldos de las acreencias amparadas deberán ser reportados en pesos colombianos, utilizando la Tasa Representativa del Mercado vigente a la fecha de corte del formato en los casos que aplique.

- Los códigos de los departamentos y municipios corresponden a los asignados por la Superintendencia Financiera de Colombia.

- Todos los datos numéricos serán justificados a la derecha en el campo correspondiente.

- Cuando la longitud del dato de un campo de tipo numérico sea inferior a la longitud de este, se completará el campo con ceros a la izquierda.

- Todos los datos alfanuméricos serán justificados a la izquierda en el campo correspondiente, llenando los campos sobrantes con el carácter espacio en blanco.

- En todos los datos numéricos, que correspondan a valores con decimales, se debe separar la parte entera de la decimal por medio del signo de puntuación punto “.”.

- En todos los datos numéricos, que correspondan a valores con decimales, se usarán máximo dos (2) dígitos decimales.

- En los campos de tipo numérico no se permiten datos alfanuméricos.

- La longitud de los registros siempre será la definida en este documento.

- La numeración de los registros en el archivo debe estar en forma secuencial ascendente y no se permiten registros fuera de secuencia.

- La longitud de las fechas es de 8 dígitos en el formato DDMMAAAA donde DD es el día, MM es el mes y AAAA es el año.

3. Estructura del archivo

A continuación se describen los registros que componen el archivo de depósitos:

- **Registro Tipo 1:** es el registro de control y encabezado del archivo a reportar.

- **Registro Tipo 2:** contiene la información básica de cada uno de los productos de depósito y de su titular principal.

- **Registro Tipo 3:** se usa cuando el producto tiene más de un titular (los datos del principal son consignados en el registro Tipo-2).

- **Registro Tipo 9:** identifica el registro de fin de archivo.

El archivo debe tener un registro Tipo 1, un grupo de registros Tipo 2, registros Tipo 3 y al final del archivo un sólo registro Tipo 9.

3.1. Descripción detallada de los registros

Los dos primeros campos de cada registro corresponderán a su número de secuencia y al tipo de registro. El incremento en la secuencia de los registros se debe hacer en unidades.

3.1.1. Registro Tipo 1: Control y encabezado de la información

Debe existir un único registro Tipo-1 al comienzo del archivo con los siguientes campos:

Campo	Tipo	Longitud	Contenido
1	Númerico	8	Número de secuencia ("0000001" para este tipo de registro)
2	Númerico	1	Tipo de registro ("1" en este caso)
3	Númerico	2	Tipo de entidad - Asignado por la SFC para transmisión de información
4	Númerico	6	Código de entidad - Asignado por la SFC para transmisión de información
5	Númerico	8	Fecha de corte de la información (DDMMAAAA)
6	Númerico	8	Número de registros que contiene el archivo (incluye los registros Tipo-1, Tipo-2, Tipo-3 y Tipo-9).
7	Númerico	20	Total del Saldo de Capital al corte más los intereses corrientes causados y no pagados al corte contenidos en el Registro Tipo-2 (Suma de los campos 17 y 19 de los registros Tipo 2)
Total		53	Caracteres

3.1.2. Registro Tipo 2: Datos generales del depósito y del titular principal

Debe existir un registro Tipo-2 por cada producto que se encuentre vigente al momento de la generación del archivo. El registro contiene los siguientes campos:

Campo	Tipo	Longitud	Contenido
1	Númerico	8	Número de secuencia
2	Númerico	1	Tipo de Registro ("2" en este caso)
3	Númerico	1	Tipo de Identificación 1 = Cédula de ciudadanía 2 = Cédula de extranjería 3 = NIT 4 = Tarjeta de identidad 5 = Pasaporte 6 = Carné diplomático 7 = Soc. Extranjera sin NIT en Colombia 8 = Fideicomiso 9 = Registro civil de nacimiento o NUIP
4	Alfanumérico	15	Número de identificación del titular principal
5	Alfanumérico	1	Dígito de chequeo que corresponde al número de identificación del titular principal N= cuando no aplique
6	Númerico	1	Tipo de cliente 0 = Persona natural 1 = Persona jurídica

Campo	Tipo	Longitud	Contenido
7	Alfanumérico	2	Tipo de persona jurídica 00 = Bancos 01 = Corporaciones financieras 02 = Compañías de financiamiento 03 = Organismos cooperativos de grado superior 04 = Cooperativas financieras 05 = Pasaporte 06 = Sociedades comisionistas de bolsa 07 = Fondos de pensiones y cesantías 08 = Carteras colectivas distintas a las de seguridad social 09 = Otros fondos administrados 10 = Sociedades fiduciarias 11 = Sociedades aseguradoras 12 = Entidades no financieras del sector público 13 = Otras personas jurídicas NA = Cuando no aplique
8	Alfanumérico	70	Nombre o razón social del titular principal
9	Númérico	10	Celular del titular principal *
10	Alfanumérico	50	Correo electrónico del titular principal *
11	Númérico	2	Código del departamento de la oficina en la que se encuentra radicado el producto, para lo cual se deberá homologar los códigos que maneja la entidad con los códigos de los departamentos de la Superintendencia Financiera de Colombia
12	Númérico	3	Código del municipio de la oficina en la que se encuentra radicado el producto, para lo cual se deberá homologar los códigos que maneja la entidad con los códigos de los municipios de la Superintendencia Financiera de Colombia
13	Númérico	2	Tipo de producto 00 = Depósito cuenta corriente 01 = Depósitos simples 02 = Certificados de depósito a término 03 = Depósitos de ahorro 04 = Cuentas de ahorro especial 05 = Depósitos especiales 06 = Servicios bancarios de recaudo 07 = Cesantías administradas Fondo Nacional del Ahorro 08 = Bonos hipotecarios 09 = Depósitos Electrónicos
14	Alfanumérico	20	Código de identificación del producto
15	Númérico	1	Tipo de cuenta 0 = Individual 1 = Conjunta 2 = Colectiva
16	Númérico	1	Tipo de moneda 0 = Local 1 = Extranjera
17	Númérico	20	Saldo de capital al corte
18	Alfanumérico	1	"+" si el saldo al corte de la columna 21 es mayor a cero o "-" si el campo es menor a cero.
19	Númérico	20	Saldo de los intereses corrientes causados y no pagados al corte
20	Númérico	1	Estatus de propiedad 0 = Embargado 1 = Pignorado 2 = Extinción de dominio 3 = Embargado y pignorado 4 = Embargado y con extinción de dominio 5 = Pignorado y con extinción de dominio 6 = No aplica
Total		230	Caracteres

Nota: En los campos marcados con asterisco (*), en los casos en que la entidad no cuente con la información solicitada, se deben aplicar las reglas generales de campos numéricos (llenar con ceros) y alfanuméricos (llenar con espacios en blanco).

Tipo de identificación: Corresponde al tipo de identificación del titular principal del depósito.

Número de identificación del titular principal: Código que identifica a la persona natural o jurídica, compuesto únicamente por caracteres alfanuméricos, no deben incluirse puntos ni comas u otros caracteres especiales.

Dígito de chequeo: Número de chequeo asignado por la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales. Cuando no aplique se deberá reportar N.

Tipo de cliente: Corresponde al tipo de persona que apertura el producto.

Tipo de persona jurídica: Corresponde al tipo de persona jurídica que apertura el producto.

Nombre o razón social del titular principal: corresponde al primer y segundo apellido y los nombres del titular de producto o a la razón social cuando se trata de una persona jurídica.

Celular del titular principal *: Corresponde al número de teléfono celular o móvil del titular principal que se encuentra registrado en las bases de datos de la entidad financiera.

Correo electrónico del titular principal *: Corresponde a la dirección de correo electrónico del titular principal que se encuentra registrada en las bases de datos de la entidad financiera.

Código del departamento de la oficina en la que se encuentra radicado el producto: Corresponde al código del departamento en el que se encuentra ubicada la oficina de radicación de la cuenta y/o producto.

Código del municipio de la oficina en la que se encuentra radicado el producto: Corresponde al código del municipio en el que se encuentra ubicada la oficina de radicación de la cuenta y/o producto.

Tipo de producto: Corresponde al tipo del producto cubierto por el seguro de depósitos.

Código de identificación del producto: Corresponde al número de identificación de la cuenta o producto de depósito.

Tipo de cuenta: Corresponde al tipo de cuenta.

Tipo de moneda: Corresponde al tipo de moneda en la que se apertura el producto de depósito.

Saldo de capital al corte: Valor del producto en moneda local a la fecha de corte del reporte; si corresponde a un sobregiro (únicamente para cuenta corriente y de ahorro) debe incluirse el signo menos en el campo correspondiente.

Saldo de los intereses corrientes causados y no pagados al corte: Corresponde al saldo de los intereses corrientes generados por el producto de depósito que se encuentran causados y no pagados a la fecha de generación del archivo.

Estatus de propiedad: Corresponde al estatus de propiedad en el que se encuentra el producto de depósito.

3.1.3. Registro Tipo 3: Datos de los otros titulares

Debe existir un registro Tipo-3 por cada titular adicional o cotitular de los productos reportados en el registro Tipo-2, vigentes al momento de la generación del archivo. El registro contiene los siguientes campos:

Campo	Tipo	Longitud	Contenido
1	Númérico	8	Número de secuencia
2	Númérico	1	Tipo de Registro ("3" en este caso)
3	Númérico	1	Tipo de Identificación 1 = Cédula de ciudadanía 2 = Cédula de extranjería 3 = NIT 4 = Tarjeta de identidad 5 = Pasaporte 6 = Carné diplomático 7 = Soc. Extranjera sin NIT en Colombia 8 = Fideicomiso 9 = Registro civil de nacimiento o NUIP
4	Alfanumérico	15	Número de Identificación del cotitular
5	Alfanumérico	1	Dígito de chequeo que corresponde al número de identificación del titular adicional N = cuando no aplique
6	Númérico	1	Tipo de cliente 0 = Persona natural 1 = Persona jurídica
7	Alfanumérico	2	Tipo de persona jurídica 00 = Bancos 01 = Corporaciones financieras 02 = Compañías de financiamiento 03 = Organismos cooperativos de grado superior 04 = Cooperativas financieras 05 = Pasaporte 06 = Sociedades comisionistas de bolsa 07 = Fondos de pensiones y cesantías 08 = Carteras colectivas distintas a las de seguridad social 09 = Otros fondos administrados 10 = Sociedades fiduciarias 11 = Sociedades aseguradoras 12 = Entidades no financieras del sector público 13 = Otras personas jurídicas NA = No aplica
8	Alfanumérico	70	Nombre o razón social del cotitular
9	Alfanumérico	20	Código de identificación del producto
10	Númérico	10	Celular del cotitular *
11	Alfanumérico	50	Correo electrónico del cotitular *
Total		179	Caracteres

Nota: Aplican las condiciones y descripciones establecidas en el numeral 3.1.2 para los campos descritos en este numeral.

3.1.4. Registro Tipo 9: Fin de archivo

Indica el final del archivo y sus campos son los siguientes:

Campo	Tipo	Longitud	Contenido
1	Númérico	8	Número de secuencia
2	Númérico	1	Tipo de Registro ("9" en este caso)
Total		9	Caracteres

ANEXO TÉCNICO NÚMERO 2

CERTIFICACIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERAR EL FORMATO DE DEPÓSITOS INDIVIDUALES

Ciudad, fecha
Señor(a)
XXXXXXXXX
Director(a)
Fondo de Garantías de Instituciones Financieras
Carrera 7 35-40
Bogotá, D. C.

Asunto: Certificación Formato de Depósitos Individuales
En cumplimiento de la Resolución Externa número 004 del 20 de diciembre de 2012, emitida por el Fondo de Garantías de Instituciones Financieras, los suscritos Representantes Legal y Revisor Fiscal de (**NOMBRE DE LA ENTIDAD INSCRITA**), certificamos que esta entidad se encuentra en capacidad de generar el "Formato de Depósitos Individuales" en

las condiciones y oportunidades establecidas en dicha Resolución y garantizamos que el contenido del formato refleja fielmente la información que reposa en nuestras bases de datos.

Atentamente,

Representante Legal

Revisor Fiscal

Imprenta Nacional de Colombia. Recibo 21202104. 20-XII-2012. Valor \$1.545.800.

Instituto Colombiano de Crédito Educativo y Estudios Técnicos en el Exterior, Mariano Ospina Pérez

ACUERDOS

ACUERDO NÚMERO 033 DE 2012

(diciembre 13)

por la cual se aprueba el Presupuesto Anual del Instituto Colombiano de Crédito Educativo y Estudios Técnicos en el Exterior, Mariano Ospina Pérez (Icetex), como Entidad Financiera de Naturaleza Especial, para la vigencia 2013.

PRESUPUESTO 2013

La Junta Directiva del Instituto Colombiano de Crédito Educativo y Estudios Técnicos en el Exterior, Mariano Ospina Pérez (Icetex), en ejercicio de sus facultades legales y en especial las otorgadas por la Ley 1002 del 30 de diciembre de 2005, reglamentada parcialmente en el Decreto Reglamentario número 1050 del 6 de abril de 2006, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley 1002 del 30 de diciembre de 2005, modificó la naturaleza jurídica del Icetex al transformarlo de un Establecimiento Público a una Entidad Financiera de Naturaleza Especial, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonio propio, vinculada al Ministerio de Educación Nacional.

Que la Junta Directiva mediante el Acuerdo número 001 del 16 de junio de 2006 aprobó el Estatuto de Presupuesto del Icetex, de acuerdo con las facultades establecidas por el Decreto número 1050 de 2006 en su artículo 9º, numerales 15 y 16.

Que de conformidad con el numeral 16 del artículo 9º del Decreto número 1050 del 6 de abril de 2006, corresponde a la Junta Directiva aprobar el Presupuesto Anual del Icetex antes del 31 de diciembre para la vigencia siguiente.

Que para efectos legales, administrativos y de la oportuna prestación de los servicios del Instituto y teniendo en cuenta las necesidades, se hace indispensable aprobar el Presupuesto de Ingresos y el Presupuesto de Gastos y de Inversión del Icetex para la vigencia fiscal 2013,

ACUERDA:

I. Presupuesto de ingresos

Artículo 1º. Aprobar el Presupuesto de Ingresos, el cual contiene la estimación de la disponibilidad inicial y de los ingresos presupuestales operacionales y no operacionales, por la suma total de un billón ciento ochenta y nueve mil doscientos treinta y cinco millones novecientos setenta y nueve mil diez pesos (\$1.189.235.979.010) m/cte., para la Vigencia Fiscal 2013, según el siguiente detalle:

I+2	PRESUPUESTO DE INGRESOS + DISPONIBILIDAD INICIAL	1.189.235.979.010,00
1	DISPONIBILIDAD INICIAL	1.839.407.167,00
2	INGRESOS DE LA VIGENCIA	1.187.396.571.843,00
2.1	INGRESOS OPERACIONALES	528.656.749.431,00
2.1.1	Venta de Servicios	483.569.196.479,00
2.1.2	Rendimientos Financieros	1.693.974.540,00
2.1.3	Otros Ingresos Operacionales	43.393.578.412,00
2.2	INGRESOS NO OPERACIONALES	235.727.541.145,00
2.2.1	Recursos del Crédito Externo o Interno	169.428.473.478,00
2.2.5	Otros Ingresos No Operacionales	16.676.760.219,00
2.2.6	Traslado Fondo Convenio MEN subsidios	22.256.370.489,00
2.2.7	Reservas Patrimoniales	27.365.936.959,00
2.3	APORTES DE LA NACIÓN	423.012.281.267,00

II. Presupuesto de gastos y de inversión

Artículo 2º. Aprobar el Presupuesto de Gastos y de Inversión más la Disponibilidad Final por la suma total de un billón ciento ochenta y nueve mil doscientos treinta y cinco millones novecientos setenta y nueve mil diez pesos (\$1.189.235.979.010) m/cte., para la Vigencia Fiscal 2013, según el siguiente detalle:

3+4	PRESUPUESTO DE GASTOS Y DE INVERSIÓN + DISPONIBILIDAD FINAL	1.189.235.979.010,00
3	PRESUPUESTO DE GASTOS Y DE INVERSIÓN	1.189.235.979.010,00
3.1	GASTOS OPERACIONALES	36.521.129.965,61
3.1.1	Gastos Administrativos	31.185.329.154,61
3.1.2	Gastos de Operación y Servicios	2.886.250.941,00
3.1.3	Otros Gastos Operacionales	2.449.549.870,03
3.2	GASTOS NO OPERACIONALES	43.978.524.498,00
3.2.1	Servicio de la Deuda	43.434.179.252,00
3.2.2	Otros Gastos No Operacionales	544.345.246,00

3.3	PRESUPUESTO DE INVERSIÓN	1.108.736.324.546,39
3.3.1	Programa de Créditos Educativos	1.076.691.398.816,39
3.3.2	Programa de Modernización y Transformación Institucional	31.985.925.730,00
3.3.3	Programa de Fortalecimiento de la Internacionalización de la Educación Superior	59.000.000,00
4	DISPONIBILIDAD FINAL	0,00

III. Disposiciones generales

Artículo 3º. La ejecución de los recursos que hacen parte del presente presupuesto, se realizará de conformidad con las normas previstas en el Estatuto de Presupuesto de la Entidad.

Artículo 4º. Definición y clasificación de ingresos y gastos del Instituto Colombiano de Crédito Educativo y Estudios Técnicos en el Exterior, Mariano Ospina Pérez (Icetex) como Entidad Financiera de Naturaleza Especial:

Definición de los ingresos

Las cuentas del Presupuesto de Ingresos del Icetex, se definen de la siguiente manera:

1. Disponibilidad inicial

Es el saldo de caja, bancos e inversiones temporales proyectado a la fecha de corte, descontando los recursos que pertenecen a terceros. El valor aprobado en este acuerdo se ajustará al saldo real una vez se realice el cierre financiero de la vigencia 2012.

2. Ingresos de la vigencia

Son los ingresos Operacionales y No Operacionales que se estima recaudar en el transcurso de la vigencia fiscal del 1º de enero hasta el 31 de diciembre de 2013.

2.1. Ingresos operacionales

Son los ingresos que recibe ordinariamente el Instituto en función de su actividad como Entidad Financiera de Naturaleza Especial y aquellos que por disposiciones legales le hayan sido asignados.

2.1.1. Venta de servicios

Son los ingresos provenientes de los pagos obtenidos por la prestación de servicios a los beneficiarios o usuarios (recaudo por pago de cuotas de obligaciones de crédito educativo) y por la contraprestación de los Fondos en Administración.

2.1.2. Rendimientos financieros

Son los recursos que se generan por la colocación de recursos monetarios del Instituto en el mercado de capitales o en títulos valores, incluye los rendimientos generados a través de las cuentas de ahorros o corrientes.

2.1.3. Otros ingresos

Son los recursos no clasificados anteriormente y que obedecen a: diferencial cambiario, descuentos en pasajes y otros ingresos operacionales.

2.2. Ingresos no operacionales

Corresponden a los ingresos provenientes por concepto de crédito interno y/o externo, a la venta de activos, donaciones, excedentes financieros, otros ingresos no operacionales y Traslado Fondo Convenio MEN Subsidios.

2.3. Aportes de la nación

Son los recursos asignados al Icetex dentro de la Ley de Presupuesto General de la Nación para el año 2013. El valor aprobado en este acuerdo se ajustará al saldo real una vez publiquen y comuniquen el Decreto de Liquidación para la vigencia fiscal de 2013.

Definición de los gastos

3.1. Gastos operacionales

Son aquellos que tienen por objeto atender las necesidades del Icetex, para cumplir a cabalidad con las funciones asignadas en la Ley 1002 de 2005.

3.1.1. Gastos administrativos

Son los originados en la administración del instituto, los cuales involucran el recurso humano y el desarrollo de sus operaciones.

3.1.2. Gastos de operación y servicios

Son los gastos en los que incurre el Instituto para adquirir bienes y servicios con destino a la operación, desarrollo, sostenimiento, comercialización y divulgación de los procesos misionales del Icetex.

3.1.3. Otros gastos operacionales

Son gastos destinados para atender compromisos inherentes al objeto de su operación o con fundamento en un mandato legal, como: Revisoría Fiscal, Cuota de Auditaje de la Contraloría, Superintendencia Financiera, Afiliación Organismos Internacionales, Defensoría del Cliente o cualquier otro relacionado directamente con el control, vigilancia, auditaje, afiliaciones o transferencias.

3.2. Gastos no operacionales

Los derivados para el cumplimiento de actos que le obliguen como resultado de mandatos institucionales, como Sentencias y Conciliaciones u obligaciones de otras vigencias, en concordancia con el Párrafo 2 del artículo 1º de la Ley 1002 de 2005.

3.3. Presupuesto de inversión

Están constituidos por las apropiaciones destinadas a atender la misión social del Icetex, con el fin de cumplir las metas fijadas por la entidad. Así mismo, se denominan de inversión, aquellos gastos destinados a crear infraestructura social como los destinados al mejoramiento tecnológico y de procesos, como también el mejoramiento y adecuación de las sedes institucionales.

3.3.1. Programa de créditos educativos

Lo constituyen los nuevos créditos otorgados y las renovaciones efectuadas a la población objetivo de la Entidad.

3.3.2. Programa de modernización y transformación institucional

Son aquellos proyectos que propenden por la modernización de la infraestructura en sistemas e infraestructura física y los proyectos indispensables para la transformación institucional.

3.3.3. Programa de fortalecimiento de la internacionalización de la educación superior

Es el proyecto a través del cual se realiza la divulgación y se garantiza la logística para la selección y acompañamiento de los becarios nacionales y extranjeros y de los profesores y asistentes de idiomas invitados.

Artículo 5°. Los compromisos adquiridos cuyos bienes o servicios que no se hayan recibido a satisfacción a 31 de diciembre de 2012, se cancelarán con cargo al Presupuesto Anual 2013.

Artículo 6°. El saldo de los compromisos adquiridos con vigencias futuras y cuyos bienes o servicios no se hayan recibido a satisfacción al 31 de diciembre de 2012, se adicionarán al presupuesto anual de 2013.

Artículo 7°. **Las modificaciones presupuestales que no representen ajustes a los montos autorizados por la Junta Directiva**, serán aprobadas mediante actualización de la Resolución de Desagregación emitida por el Representante Legal del Icetex.

Artículo 8°. Crease el rubro presupuestal denominado Reservas Patrimoniales identificado con el código F227.

Artículo 9°. El presente acuerdo rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, D. C., a 13 de diciembre de 2012.

El Presidente,

Patricia Martínez Barrios.

La Secretaria,

María Eugenia Méndez Munar.

(C. F.)

ACUERDO NÚMERO 036 DE 2012

(diciembre 13)

por el cual se autoriza el castigo de cartera de Créditos Educativos otorgados por el Icetex y el registro de ajuste contable.

La Junta Directiva del Instituto Colombiano de Crédito Educativo y Estudios Técnicos, en el Exterior (Icetex), en ejercicio de sus facultades legales y estatutarias, en especial, de las que le confieren la Ley 1002 de diciembre 30 de 2005, el numeral 1 del artículo 9° del Decreto 1050 del 6 de abril de 2006, el Acuerdo número 030 del 20 de junio de 2007, el Acuerdo 010 del 12 de marzo de 2008, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley 1002 del 30 de diciembre de 2005, transformó al Icetex en una entidad financiera de naturaleza especial, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonio propio, vinculada al Ministerio de Educación Nacional.

Que en su artículo 6° establece que la Superintendencia Financiera de Colombia ejercerá la inspección, vigilancia y control sobre las operaciones financieras que realice el Icetex.

Que el numeral 4 del artículo 9° del Decreto 1050 de 2006 faculta a la Junta Directiva del Icetex para expedir conforme a la ley y a los estatutos, los actos administrativos que se requieran para el cumplimiento de las funciones y de las operaciones autorizadas al Icetex como entidad financiera de naturaleza especial.

Que el plan general de Contabilidad Pública establece que los entes públicos tienen el deber de garantizar la razonabilidad y consistencia de las cifras consignadas en los estados contables e informes complementarios, mediante acciones de validación y registro adecuado de las operaciones que permitan su confrontación con los flujos reales y físicos de los bienes, derechos y obligaciones que se reconocen en el proceso contable y revelan la situación patrimonial.

Que la Circular Básica Contable y Financiera en el Capítulo V, establece que las entidades vigiladas deberán presentar a la Superintendencia Financiera de Colombia la relación de los castigos de activos debidamente aprobados por la Junta Directiva.

Que el Acuerdo 002 del 11 de enero de 2007, por el cual se creó el Comité de Crédito Cartera y Cobranza señala en su artículo 7° numeral 2 como una de sus funciones, la de revisar el comportamiento y perfil de la cartera, así como el recaudo de la misma y evaluar los índices de gestión de cartera y cobranza, con el fin de proponer a las instancias correspondientes la adopción de correctivos y/o políticas.

Que mediante Acuerdo 030 del 20 de junio de 2007, la Junta Directiva adoptó el Reglamento de Cobranza del Icetex, estableciendo entre otros aspectos políticos para el castigo de cartera de los créditos otorgados por el Icetex.

Que para llevar a cabo el castigo de cartera de obligaciones en el Icetex, las obligaciones susceptibles de castigo de cartera deben tener las condiciones contempladas en el Acuerdo número 019 del 29 de julio de 2009, que se describen a continuación:

1. Las obligaciones deben estar calificadas en categoría de riesgo "E"-Irrecuperable.
2. Que las obligaciones deben presentar una mora igual o superior a ciento (180) días, y
3. Las obligaciones deben estar provisionadas al ciento por ciento (100%).

Que la Vicepresidencia de Crédito y Cobranza, presentó el informe para Junta Directiva del Icetex del día 28 de noviembre de 2012, para el castigo de cartera de 746 obligaciones, las cuales presentan un tiempo de vencimiento superior a 361 días, al corte del 31 de agosto de 2012, son susceptibles de castigo, pues se encuentran provisionadas al 100% y

con calificación de riesgo "E" – irrecuperable, de acuerdo con la información reportada por el sistema de cartera, cuyo valor a castigar asciende hasta la suma de seis mil novecientos setenta millones quinientos mil cuatrocientos cincuenta y tres pesos con 53/100 m/te. (\$6.970.500.453,54), al cierre contable del 31 de agosto de 2012, de los cuales seis mil ochocientos sesenta y ocho millones quinientos noventa y dos mil ochocientos sesenta y tres pesos con 80/100 m/te. (\$6.868.592.863,80), corresponden a capital y ciento un millones novecientos siete mil quinientos ochenta y nueve pesos con 74/100 m/te. (101.907.589,74), corresponden a intereses corrientes y de mora.

Que el Revisor Fiscal del Icetex, mediante documento número ICE-040-12 del 8 de octubre de 2012, certificó que de acuerdo con los registros auxiliares de contabilidad y el reporte de cartera con corte al 30 de septiembre de 2012 suministrado por la administración, a dicha fecha existen saldos de cartera (capital e intereses) por valor de seis mil novecientos setenta millones quinientos mil cuatrocientos cincuenta y tres pesos con 53/100 m/te. (\$6.970.500.453,54), representados en 746 obligaciones, que están provisionadas al 100% están calificadas en categoría de Riesgo "E"- riesgo de incobrabilidad-y presentan mora igual superior a un (1) año desde la fecha del último pago del deudor.

Que el Icetex continúa con la responsabilidad del cobro de esa cartera, debido a que su castigo no implica la condonación de las deudas, ni la extinción de la responsabilidad fiscal, disciplinaria, administrativa o penal que pueda derivarse y que, por lo tanto, se debe preservar la información que soporte las posibles acciones fiscales y legales.

Que los valores antes mencionados corresponden al cierre contable del 31 de agosto de 2012, y que se puedan generar modificaciones en los saldos presentados, estos serán actualizados a la fecha en que se realice el respectivo registro contable. La Vicepresidencia de Crédito y Cobranza estima, que la contabilización será efectuada en el cierre del mes de noviembre de 2012 se procederá con la actualización de los saldos de los créditos autorizados para castigo.

Que la Junta Directiva en sesión Ordinaria del 28 de noviembre de 2012, aprobó la gestión de cobro realizada a los deudores con obligaciones susceptibles de castigo de cartera, el análisis general, el castigo de cartera propuesto por la Administración y las recomendaciones necesarias.

En virtud de lo anterior,

ACUERDA:

Artículo 1°. Autorizar el castigo de cartera de 746 obligaciones, las cuales presentan un tiempo de vencimiento superior a 361 días, al corte del 31 de agosto de 2012, son susceptibles de castigo pues se encuentran provisionadas al 100% y con calificación de riesgo "E" –irrecuperable, de acuerdo con la información reportada por el sistema de cartera, cuyo valor castigado asciende hasta la suma de seis mil novecientos setenta millones quinientos mil cuatrocientos cincuenta y tres pesos con 53/100 m/te. (\$6.970.500.453,54), al cierre contable del 31 de agosto de 2012 de los cuales seis mil ochocientos sesenta y ocho millones quinientos noventa y dos mil ochocientos sesenta y tres pesos con 80/100 m/te. (\$6.868.592.863,80), corresponden a capital y ciento un millones novecientos siete mil quinientos ochenta y nueve pesos con 74/100 m/te. (\$101.907.589,74), corresponden a intereses corrientes y de mora.

Parágrafo. Los valores mencionados en el presente artículo corresponden al cierre contable del 31 de agosto de 2012 y, por lo tanto, se pueden presentar modificaciones a los saldos presentados, razón por la cual serán actualizados a la fecha en que se realice el respectivo registro contable.

Artículo 2°. Autorizar al Director de Contabilidad del Icetex o quien haga sus veces, para realizar los registros en la base de datos de cartera castigada para las obligaciones relacionadas en el presente acuerdo.

Artículo 3°. Autorizar al Director de Cobranza o quien haga sus veces, para realizar los registros en la base de datos cartera castigada para las obligaciones relacionadas en el presente acuerdo.

Artículo 4°. Ordenar a la Dirección de Cobranza y a la Dirección de Contabilidad efectuar la conciliación de los saldos de las cuentas contables, con los saldos del informe final de cartera castigada de la Dirección de Cobranza.

Artículo 5°. El presente acuerdo rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, D. C., a 13 de diciembre de 2012.

La Presidenta,

Patricia Martínez Barrios.

La Secretaria,

María Eugenia Méndez Munar.

ACUERDO NÚMERO 038 DE 2012

(diciembre 13)

por el cual se aprueba el Manual de Inversiones del Icetex.

La Junta Directiva del Instituto Colombiano de Crédito Educativo y Estudios Técnicos en el Exterior (Icetex), en ejercicio de sus facultades legales y estatutarias en especial de las que le confieren la Ley 1002 de diciembre 30 de 2005, el numeral 1 del artículo 9° del Decreto 1050 del 6 de abril de 2006, el Acuerdo 013 del 24 de febrero de 2007, y

CONSIDERANDO:

Que el artículo 8° de la Ley 1002 de 2005, establece que los actos que realice el Icetex para el desarrollo de sus actividades comerciales o de gestión económica y financiera, estarán sujetos a las disposiciones del derecho privado, Así mismo establece que los contratos y demás actos jurídicos que deba celebrar y otorgar el Icetex como entidad financiera de

naturaleza especial, en desarrollo de su objeto y operaciones autorizadas, se sujetarán a las disposiciones del derecho privado.

Que la Junta Directiva le corresponde indelegablemente adoptar las decisiones relativas a la adecuada organización de la administración del riesgo en particular las que corresponden a la aprobación de políticas, procedimientos y metodologías del riesgo de mercado.

Que la Vicepresidencia Financiera del Icetex presentó ante el Comité Financiero y de Inversiones del 10 de octubre del año en curso, la solicitud de modificar el Acuerdo 003 del 30 de enero de 2008 –Manual de Inversiones del Icetex–, en el sentido de la segregación del Manual de Sistema de Administración de Riesgos de Mercado (SARM), del Manual de Inversiones del Icetex.

Que el Comité Financiero de la entidad revisó y aprobó el citado manual, según consta en el Acta número 009 del 10 de octubre de 2012.

Que la Vicepresidencia Financiera del Icetex propuso a la Junta Directiva modificar el Manual de Inversiones del Icetex, con el fin de incorporar las siguientes modificaciones:

a) Segregación de funciones entre el Front y el Back, con la actualización de la conformación del Comité Financiero y de Inversión, la inclusión del Comité de Activos y Pasivos (CAP), y la actualización del organigrama.

b) Eliminación de los temas de la Oficina de Riesgos que se encuentran detallados en manuales independientes: SARM (incluye cupos de inversión y contraparte), SARL, SARO y Plan de continuidad del negocio.

c) Inclusión de los Procedimientos autorizados:

• Autorización a la Vicepresidencia Financiera para realizar compras de TCO 5 pb por debajo de lo aprobado y con la referencia más cercana a la aprobada.

• Procedimiento para convocar comité extraordinario cuando las condiciones del mercado son diferentes a las aprobadas por el comité extraordinario virtual si el monto de la inversión es menor a \$20.000 millones, de lo contrario se convoca a comité extraordinario presencial.

Que en sesión del 12 de diciembre de 2012, la Junta Directiva adoptó la propuesta de la modificación del Manual de Inversiones adoptado mediante el Acuerdo 003 del 30 de enero de 2008, en los términos propuestos por la administración.

En virtud de lo anterior,

ACUERDA:

Artículo 1°. Adoptar la modificación al Manual de Inversiones del Icetex, el cual desarrolla los siguientes aspectos:

- I. Generalidades
- II. Marco Legal-Principales Normas.
- III. Principios Básicos en Gestión Financiera y Políticas.
- IV. Organización, Funciones y Responsabilidades de Administración.
- V. Definición de Áreas que intervienen en el Proceso Inversiones.
- VI. Políticas de Gestión de Inversiones.
- VII. Compra y Venta de Títulos Valores.
- VIII. Cumplimiento de las Operaciones de compra y venta de Títulos Valores.
- IX. Esquema de Remuneración.

Artículo 2°. El Manual de Inversiones del Icetex, a que se refiere el artículo anterior hace parte integral de este acuerdo.

Artículo 3°. El presente Acuerdo rige a partir de la fecha de su publicación, modifica en lo pertinente el Manual de Inversiones del Icetex, adoptado mediante el Acuerdo 003 del 30 de enero de 2008 y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, D. C., a 13 de diciembre de 2012.

La Presidenta,

Patricia Martínez Barrios.

La Secretaria,

María Eugenia Méndez Munar.

INSTITUTO COLOMBIANO EDUCATIVO Y ESTUDIOS TÉCNICOS
EN EL EXTERIOR – MARIANO OSPINA PÉREZ – ICETEX
MANUAL DE INVERSIONES

Bogotá, noviembre de 2012

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO I GENERALIDADES.

- 1.1. OBJETIVO
- 1.2. ALCANCE Y CRITERIOS
- 1.3. MODIFICACIONES

CAPÍTULO II

MARCO LEGAL – PRINCIPALES NORMAS

- 2.1. CIRCULAR EXTERNA NÚMERO 100 DE NOVIEMBRE DE 1995
- 2.2. DECRETO 1182 DE 2000
- 2.3. CIRCULAR EXTERNA NÚMERO 007 DE ENERO DE 1996 – CIRCULAR BÁSICA JURÍDICA

CAPÍTULO III

PRINCIPIOS BÁSICOS DE GESTIÓN FINANCIERA Y POLÍTICAS

- 3.1. SEGURIDAD
- 3.2. DIVERSIFICACIÓN
- 3.3. LÍQUIDEZ
- 3.4. RENTABILIDAD

- 3.5. TRANSPARENCIA
- 3.6. RESPONSABILIDAD
- 3.7. CONFIDENCIALIDAD
- 3.8. SELECCIÓN OBJETIVA
- 3.9. OBLIGATORIEDAD
- 3.10. CONFLICTO DE INTERÉS

CAPÍTULO IV

ORGANIZACIÓN, FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES DE LA ADMINISTRACIÓN

- 4.1. JUNTA DIRECTIVA
- 4.2. COMITÉ FIDUCIARIO
- 4.3. COMITÉ CAP
- 4.4. COMITÉ FINANCIERO Y DE INVERSIÓN
- 4.5. PRESIDENTE
- 4.6. SECRETARÍA GENERAL
- 4.7. VICEPRESIDENTE FINANCIERO
- 4.8. DIRECTOR DE TESORERÍA
- 4.9. FRONT OFFICE
- 4.10. OFICINA DE RIESGOS
- 4.11. DIRECCIÓN DE CONTABILIDAD
- 4.12. CONTROL INTERNO.
- 4.13. REVISOR FISCAL

CAPÍTULO V

DEFINICIÓN ÁREAS QUE INTERVIENEN EN EL PROCESO DE INVERSIONES

- 5.1. FRONT OFFICE O ÁREA DE NEGOCIACIÓN
- 5.2. MIDDLE OFFICE O ÁREA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS
- 5.3. BACK OFFICE O ÁREA DE OPERACIONES

CAPÍTULO VI

POLÍTICAS DE GESTIÓN DE INVERSIONES

- 6.1. POLÍTICA DE PLANEACIÓN FINANCIERA A TRAVÉS DE FLUJOS DE CAJA.
- 6.2. POLÍTICA DE INVERSIONES Y ESTRUCTURACIÓN DEL PORTAFOLIO DE INVERSIONES
- 6.3. OPERACIONES PERMITIDAS
- 6.4. OPERACIONES NO PERMITIDAS
- 6.5. MANEJO DE LA LIQUIDEZ
- 6.7. POLÍTICAS DE EVALUACIÓN DE INVERSIONES

CAPÍTULO VII

COMPRA Y VENTA DE TÍTULOS VALORES

- 7.1. COMPRA DE INVERSIONES DE RENTA FIJA
- 7.2. VENTA DE INVERSIONES DE RENTA FIJA

CAPÍTULO VIII

CUMPLIMIENTO DE LAS OPERACIONES DE COMPRA Y VENTA DE TÍTULOS VALORES

- 8.1. OPERACIONES CON COMISIONISTAS DE BOLSA
- 8.2. OPERACIONES CON OTROS INTERMEDIARIOS

CAPÍTULO IX. ESQUEMA DE REMUNERACIÓN

CAPÍTULO I

Generalidades

1.1. OBJETIVO

El Manual de Inversión tanto de recursos propios como de terceros tiene como objetivo reglamentar las decisiones relacionadas con excedentes de liquidez referentes a la disposición de recursos, negociación de títulos valores (adquisición y venta), su manejo adecuado (clasificación, valoración y contabilización), distribución clara de funciones entre las áreas, y la evaluación, medición y control de los diferentes riesgos involucrados. Todo lo anterior conforme a las disposiciones normativas de la Superintendencia Financiera, y las políticas institucionales como nueva entidad financiera de carácter especial, sin perjuicio de las normas legales que le apliquen.

1.2. ALCANCE Y CRITERIOS

El **Manual de Inversión** se aplica a todos los procesos relacionados con la inversión de los excedentes de liquidez, como negociación, adquisición o venta, valoración y procesamiento orientados bajo criterios de transparencia, seguridad, rentabilidad, diversificación, liquidez, solidez del emisor o emisión y de los intermediarios o contraparte.

1.3. MODIFICACIONES

El manual de inversión como sus modificaciones deben ser aprobadas por la Junta Directiva.

CAPÍTULO II

Marco Legal – Principales normas

El marco básico que regula el proceso de adquisición, negociación, administración, clasificación, valoración, contabilización y venta de las inversiones se encuentra circunscrito principalmente por las normas emitidas por la Superintendencia Financiera, entre otras las que a continuación se relacionan y que deben ser tenidas en cuenta:

2.1. CIRCULAR EXTERNA NÚMERO 100 DE NOVIEMBRE DE 1995 – CIRCULAR BÁSICA CONTABLE Y FINANCIERA EN SUS CAPÍTULOS:

(a) CAPÍTULO I – **Evaluación de Inversiones.**

(b) CAPÍTULO VI – **Criterios y Procedimientos para la Gestión de Activos y Pasivos.**

(c) CAPÍTULO XIX – De las operaciones del mercado monetario y de las operaciones relacionadas con el mercado monetario.

2.2. DECRETO 1182 DE 2000

Expedido por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, donde establece los criterios para la aplicación de los principios de transparencia, competencia y de selección objetiva, los cuales deben ser observados por las tesorerías de los órganos a los cuales se aplica el mencionado decreto, en el depósito, la disposición, adquisición, manejo, custodia, la administración de dinero, de títulos y, en general, de valores.

2.3. CIRCULAR EXTERNA N°. 007 DE ENERO DE 1996 – CIRCULAR BÁSICA JURÍDICA y las demás normas internas que apliquen

CAPÍTULO III

PRINCIPIOS BÁSICOS DE GESTIÓN FINANCIERA Y POLÍTICAS

Los principios básicos están orientados a conservar el capital invertido y obtener rendimientos sobre él, garantizando inversiones a tasas de mercado, mediante la estructuración de un portafolio de inversiones de riesgo moderado, de alta seguridad y adecuada liquidez en las inversiones. Para lograr este objetivo se tendrán en cuenta los siguientes principios:

3.1. SEGURIDAD

Toda operación al momento de la compra o venta debe ser de bajo riesgo, teniendo en cuenta la solidez del emisor o emisión y de los intermediarios o contraparte. Por encima de cualquier consideración de rentabilidad, prevalecerá el bajo riesgo. Se evitarán posiciones especulativas con el fin de limitar la exposición al riesgo de pérdidas, enmarcándose dentro del esquema de “Riesgo Moderado”, en donde los Recursos Propios, como los provenientes de los Fondos Administrados y los recursos de las emisiones de los Títulos de Ahorro Educativo (TAE), se destinarán a la adquisición de títulos valores con una capacidad superior de conservación del capital, que tengan una calificación mínima de AA otorgada por una Sociedad Calificadora de Valores autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia.

3.2. DIVERSIFICACIÓN

Diversificar el portafolio o la cartera, significa invertir en distintos instrumentos a fin de minimizar el riesgo de pérdida por efectos de la variación de precios del mercado (oferta y demanda del mercado de títulos valores). Las decisiones de compra y venta tendrán en cuenta principios de diversificación del riesgo.

3.3. LIQUIDEZ

Consiste en mantener recursos líquidos disponibles al momento de atender los compromisos adquiridos en el desarrollo de nuestro objeto social. Cuando se van a efectuar compras es importante tener en cuenta la clasificación que se les dé a los títulos valores que conformarán el portafolio de inversiones. Preferiblemente clasificados como negociables para garantizar la liquidez de la entidad y que sean títulos que se pueden vender o liquidar en el corto plazo con el fin de tomar utilidades o adquirir efectivo para cumplir con las obligaciones con terceros. Por lo anterior es recomendable tener recursos en cuentas de ahorro, en dineros a la vista y en títulos de alta liquidez inscritos en el Registro Nacional de Valores e Intermediarios.

3.4. RENTABILIDAD

Toda inversión de dinero debe producir una rentabilidad adecuada, proporcional al capital invertido, el riesgo asumido, y el plazo de tiempo de recuperación o retorno previsto; sin embargo se debe tener en cuenta que los rendimientos generados están sujetos a la variación de los precios de mercado. En todo caso se deben respetar los principios de seguridad y transparencia

3.5. TRANSPARENCIA

Las operaciones que se contemplan en este Manual deben ejecutarse con estricta sujeción a las políticas, reglas y procedimientos aquí establecidos. Todas las operaciones de las áreas comprometidas en el proceso de negociación, medición de riesgos, cumplimiento y registro deben quedar consignadas explícitamente y soportadas de manera clara, conforme con las políticas del Icetex, además de lo contenido en el Código de Buen Gobierno y en las normas expedidas por los Entes de Control y Vigilancia de la Entidad.

3.6. RESPONSABILIDAD

Todas las instancias que participan en el proceso de decisiones de Inversión de la Entidad tendrán en cuenta este reglamento y el manual de ética y conducta, desempeñando sus funciones de buena fe, de manera independiente, con la debida diligencia y cuidado.

3.7. CONFIDENCIALIDAD

De conformidad con lo establecido en este Reglamento y en el Código de Ética y Conducta, los directivos, funcionarios y, en especial, los de las áreas del Front, Back y Middle Office de la Entidad deben mantener la debida reserva sobre los documentos de trabajo y la información confidencial que esté a su cuidado. Por lo tanto, deben controlar y evitar que en cualquiera de las instancias o dependencias se haga uso indebido de dicha información o que la misma sea conocida por personas que no tengan autorización para ello o no laboren en la respectiva área.

No deben revelar ni transferir a otros empleados que no tengan la competencia o a terceras personas las tecnologías, metodologías, know how, secretos e informes privados comerciales o estratégicos a los que haya tenido acceso con ocasión de su cargo, que pertenezcan a la Entidad, a sus clientes o proveedores.

3.8. SELECCIÓN OBJETIVA

En el depósito, la disposición, adquisición, manejo, custodia o, en general, la administración de los activos, se seleccionarán las mejores propuestas para la entidad.

3.9. OBLIGATORIEDAD

El presente reglamento es de obligatorio cumplimiento y rige a partir de la fecha de su aprobación y promulgación.

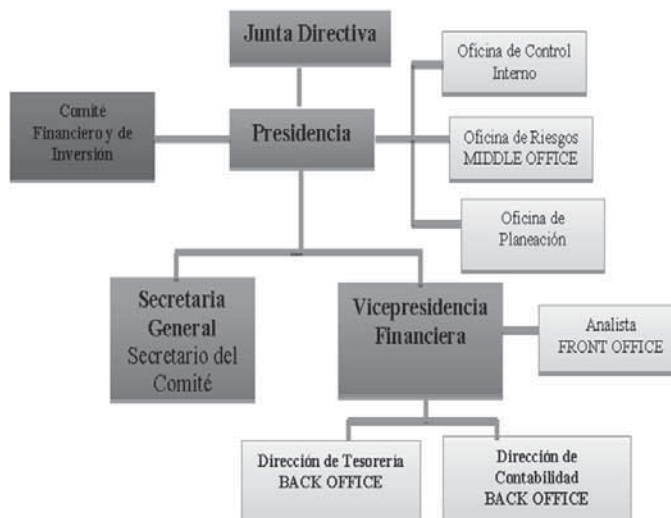
3.10. CONFLICTO DE INTERÉS

Los miembros del Comité Financiero deberán informar el posible conflicto de interés que pueda existir al momento de tomar una decisión, para salvar su voto y así garantizar que la decisión tomada se ajuste a las necesidades del Icetex. De esta situación se dejará constancia en el Acta de la reunión correspondiente.

CAPÍTULO IV

Organización, funciones y responsabilidades de la administración

Las áreas que intervienen en el Proceso de Inversiones del Icetex se muestran a continuación:



Nota: Este Organigrama es una extracción de las dependencias involucradas en el proceso de Gestión de Inversiones y no modifican el Organigrama del Instituto.

Los funcionarios que de cualquier manera intervengan en este proceso deben expresar por escrito que no existe conflicto de interés, así como garantizar que no hacen uso de información privilegiada, y que se acogen al Código de Ética y Conducta y al de Buen Gobierno. Los intervinientes en el proceso tienen las siguientes funciones:

4.1. JUNTA DIRECTIVA

- Aprobar las políticas, estrategias y procedimientos que seguirá la Entidad en el desarrollo de sus operaciones.
- Aprobar e indicar en el Código de Ética y Conducta la actuación en cuanto a información confidencial, manejo de la misma y conflictos de interés del personal que opera en los procesos de Inversiones y Tesorería.
- Garantizar la adecuada organización de las actividades de inversión, su monitoreo y la formulación de políticas generales que la Alta Gerencia deberá cumplir para el manejo de las inversiones.
- Definir los rangos de valor en riesgo VaR adecuado, moderado y alto y las medidas que deberá tomar la Alta Gerencia para mitigar los riesgos.
- Definir procedimientos para medir, administrar, analizar y monitorear el riesgo.
- Señalar la naturaleza, el alcance y el soporte legal de las operaciones de Tesorería, al igual que los negocios y mercados en los que puede actuar.
- Designar a uno de sus Miembros para analizar, evaluar y presentar ante la misma Junta Directiva los informes y recomendaciones, y será quien asuma la responsabilidad por el cumplimiento de las decisiones que en materia de riesgo se tomen.
- Autorizar a la Alta Gerencia, cuando fuere el caso, para adecuar la plataforma tecnológica y el equipo técnico, para las operaciones de Inversiones.
- Promover la integridad de los sistemas contables, de información gerencial, financiera y de auditoría, y velará por el adecuado funcionamiento de los sistemas de control, de seguimiento de riesgos y de cumplimiento legal.
- Señalar las funciones y responsabilidades de la Alta Gerencia en esta materia.
- Autorizar la compra y venta de títulos valores de renta variable.
- Requerir informes periódicos que incluyan exposición al riesgo, operaciones de inversiones, VaR y cualquier otro informe que considere necesario.
- Aprobar los cupos de Inversión y los cupos de Contraparte.

4.2. COMITÉ FIDUCIARIO

Por parte del Icetex lo integran dos (2) funcionarios de la Vicepresidencia Financiera y asiste como invitado el jefe de la Oficina de Riesgos. Por la Fiduciaria, la persona encargada de la administración de los portafolios, quien hace las veces de Secretario del Comité. El comité se debe reunir una vez al mes.

Las funciones del Comité Fiduciario son:

- Evaluar y analizar el comportamiento de los portafolios frente al mercado financiero.
- Evaluar todo lo inherente a la administración de las dos emisiones de los Títulos de Ahorro Educativo. Rubro
- Tomar decisiones sobre la rotación de los portafolios o de necesidades de liquidez.

4.3. COMITÉ CAP

El Comité de Activos y Pasivos tendrá como objetivo velar por la adecuada gestión y administración de riesgo de liquidez. El análisis de la liquidez tendrá como base los diferentes rubros presupuestales establecidos en el presupuesto anual de Icetex. El Comité CAP se

reunirá ordinariamente una vez al mes, sin embargo, si se presentan eventos especiales que puedan afectar la liquidez del Icetex, el Comité podrá reunirse en sesiones extraordinarias, convocadas por el Presidente del Comité o el Secretario.

Funciones. Son funciones del Comité CAP, además de las establecidas en el Acuerdo número 08 del 24 de enero de 2007, las siguientes:

(a) Asesorar a la Junta Directiva en la definición de límites de exposición de las posiciones activas y pasivas por plazo, monto, monedas y tasas de interés.

(b) Definir los reportes de exposición al riesgo de liquidez que deben ser elaborados por la Oficina de Riesgos y aprobados por la Junta Directiva. Dichos reportes deberán mostrar el seguimiento que se le haga al riesgo de liquidez, el cual puede darse por diferencia entre los flujos de efectivo proyectados en distintas fechas, considerando para tal efecto los plazos y montos de los activos y pasivos de la institución, denominados en moneda nacional, en moneda extranjera y en unidades de inversión al igual que exposición clasificada por tipos de tasas de interés.

(c) Proponer para evaluación y aprobación de la Junta Directiva el plan de contingencia de liquidez de la entidad, el cual contempla las acciones que se deberán llevar a cabo ante eventos que pongan en riesgo la liquidez de la entidad.

(d) Proponer políticas de identificación, medición, monitoreo y control del riesgo de liquidez.

(e) Evaluar el riesgo de liquidez del TAE.

(f) Determinar los montos y plazos de las inversiones que se presentarán al Comité Financiero y de Inversión.

El Comité CAP estará integrado por:

(a) El Vicepresidente Financiero quien será el Presidente del Comité con voz y voto.

(b) El Vicepresidente de Crédito y Cobranza con voz y voto.

(c) El Vicepresidente de Fondos en Administración con voz y voto.

(d) El Jefe de la Oficina de Riesgos con voz y voto, quien hará la veces de Presidente suplente.

(e) El jefe de la Oficina de Control Interno con voz y voto.

(f) El Coordinador del Grupo de presupuesto con voz y voto.

(g) El Director de Tesorería con voz y voto quien hará las veces de Secretario del Comité.

4.4. COMITÉ FINANCIERO Y DE INVERSIÓN

El Comité Financiero y de Inversión para la toma de decisiones en materia de administración de inversiones y recursos financieros, fue creado mediante Acuerdo número 0009 de septiembre 3 de 2003. El Decreto 380 de 2007, estipula que el Comité Financiero y de Inversión estará conformado además de los funcionarios de la entidad que señale la Junta Directiva, por tres miembros externos a la entidad de reconocida experiencia e idoneidad en el sector financiero.

De conformidad con el artículo 7° del Acuerdo número 031 del 27 de agosto de 2008, la Junta Directiva del Icetex, autoriza a la Presidenta del Icetex, para determinar mediante acto administrativo la conformación de los Comités de Apoyo a la Junta Directiva, y mediante Resolución 797 del 2 de octubre de 2008, estableció en su artículo 1° la integración del Comité Financiero y de Inversión.

Que mediante Resolución 0415 del 28 de mayo de 2012, la Presidenta modifica la integración del Comité Financiero y de Inversión quien quedará integrado así:

(a) Tres (3) expertos externos en temas financieros con voz y voto. Uno de ellos actuará como Presidente del Comité.

(b) El Presidente del Icetex, con voz y voto quien presidirá el Comité en ausencia del Presidente del Comité.

(c) Un miembro delegado de la Junta Directiva con voz y voto.

(d) El Vicepresidente Financiero con voz y voto.

(e) El Jefe de la Oficina de Planeación con voz y voto.

(f) El Jefe de la Oficina de Riesgos con voz pero sin voto.

(g) El Jefe de la Oficina de Control Interno con voz pero sin voto.

(h) El Director de Contabilidad con voz pero sin voto.

(i) El Analista Grado 04 con voz pero sin voto.

(j) El Secretario General con voz pero sin voto, quien convocará a las sesiones ordinarias y extraordinarias, tramitará y custodiará las actas debidamente aprobadas, que serán foliadas y archivadas.

Funciones:

(a) Asesorar a la Junta Directiva y a la Alta Gerencia sobre las estrategias de mayor seguridad y más alto rendimiento en las inversiones que se deban realizar.

(b) Evaluar los reglamentos en materia financiera y de inversión y presentar las recomendaciones y conceptos con destino a la aprobación por parte de la Junta Directiva.

(c) Asesorar a la Alta Gerencia en la toma de decisiones que garanticen una conformación de los portafolios de la mejor calidad.

(d) Evaluar periódicamente el adecuado uso de los recursos destinados a inversión y señalar las pautas a seguir.

(e) Evaluar y asesorar en la definición de los límites que regirán las inversiones de la Entidad, tanto en lo que se refiere a Valor en Riesgo (VaR), emisores, emisiones, contraparte y atribuciones de la Alta Gerencia en esta materia.

(f) Analizar los informes que se reciban de la Vicepresidencia Financiera, la Oficina de Riesgos y la Oficina Asesora de Planeación en relación con los portafolios y comportamiento del mercado, así como de otras áreas que se consideren necesarias.

(g) Evaluar y analizar el desempeño del mercado financiero.

(h) Recomendar sobre las modificaciones al presente documento.

(i) Asesorar en las propuestas de inversiones que se presenten para su posterior aprobación por parte de la Junta Directiva.

(j) Evaluar las recomendaciones y observaciones de la Revisoría Fiscal en lo pertinente al tema Financiero.

4.5. PRESIDENTE

Tendrá como funciones en esta materia, además de las propias de su cargo:

(a) Contribuir con la formulación de políticas y directrices en el manejo adecuado de las inversiones, con el fin de garantizar la adecuada organización de las actividades de inversión, la integridad de los sistemas contables, de información gerencial, financiera y de auditoría.

(b) Ser Miembro activo del Comité Financiero y de Inversión.

(c) Presentar a la Junta Directiva el Código de Ética y Conducta para su aprobación, al igual que los informes periódicos sobre la administración de inversiones y gestión de riesgos.

(d) Presentar a la Junta Directiva propuestas para el mejoramiento de los sistemas financiero y de control interno.

(e) Velar por el adecuado funcionamiento del sistema de control interno, de seguimiento de riesgo y de cumplimiento legal.

(f) Velar por el cumplimiento de las políticas y procedimientos aprobados por la Junta Directiva, en todos los órdenes.

(g) Solicitar y analizar los informes de valoración de los portafolios de inversión.

4.6. SECRETARÍA GENERAL

Tendrá como funciones en esta materia, además de las propias de su cargo:

(a) Ejercer de Secretario en el Comité financiero y de Inversión.

(b) Coordinar la agenda y el desarrollo del Comité.

(c) Dar a conocer los reglamentos y políticas autorizadas por el Comité Financiero y aprobadas por la Junta Directiva.

(d) Previa solicitud del Comité Financiero presentar concepto Jurídico sobre los nuevos mercados o nuevos productos en los cuales el Icetex, estime conveniente incursionar, así como los contratos que sean de interés para la Entidad.

4.7. VICEPRESIDENTE FINANCIERO

Tendrá como funciones en esta materia, además de las propias de su cargo:

(a) Coordinar la definición de políticas, estrategias, mecanismos e instrumentos con criterios técnicos, dirigidos a minimizar los riesgos propios de las inversiones admitidas por la Entidad.

(b) Coordinar la ejecución de medidas y acciones trazadas por el Comité Financiero y de Inversión, como las emanadas de la Junta Directiva.

(c) Supervisar la colocación de los recursos que autoriza el Comité Financiero y de Inversión.

(d) Verificar el cumplimiento de las políticas por parte de los funcionarios autorizados para el manejo de los recursos de Tesorería.

(e) Apoyar en la evaluación de los estudios que sirvan de soporte para el Comité Financiero y de Inversión.

(f) Proponer al Comité Financiero y de Inversión el tipo de inversiones que se deban realizar y las medidas a adoptar en materia de seguridad.

(g) Proponer cambios a las funciones y responsabilidades que tengan que ver con nuevas regulaciones que expidan los organismos de control y vigilancia.

(h) Propender por la implementación de controles adecuados con el fin de mitigar los riesgos.

4.8. DIRECTOR DE TESORERÍA (Back Office)

Las funciones de Back Office las realizará el Director de Tesorería y serán, además de las propias de su cargo:

(a) Preparar la presentación de los informes de liquidez y los flujos de caja proyectados para la toma de decisión, en cuanto a montos y plazos, para el Comité CAP.

(b) Preparar y efectuar las órdenes de operaciones que se hayan cerrado por parte de Front Office en cumplimiento a las decisiones que tome la Entidad.

(c) Realizar el cumplimiento de las operaciones aprobadas por el Comité Financiero y de Inversión.

(d) Conciliar con la información del Boletín de Tesorería la información de las operaciones cumplidas.

(e) Controlar permanentemente el vencimiento de los intereses, capital y de cualquier otra operación que realice el Front Office, realizando las respectivas cartas a las entidades para la consignación de estos recursos.

(f) Controlar el adecuado manejo y custodia de los títulos valores.

(g) Realizar la conciliación de los títulos valores que representan el portafolio de inversión, contra los respectivos extractos.

(h) Apoyar y suministrar la información y documentos a la Oficina de Control Interno, para la realización de arqueos de los títulos que conforman los portafolios de inversión.

(i) Suministrar la información que requiera el Revisor Fiscal y los entes de control de los portafolios de inversión.

(j) Realizar diariamente el procedimiento de valoración de las operaciones de tesorería y la transmisión a la Superintendencia Financiera de Colombia.

(k) Cumplir con las disposiciones legales que tengan relación con las actividades de los portafolios de inversión.

(l) Elaborar, firmar y enviar las confirmaciones de las operaciones a cada una de las contrapartes.

(m) Ordenar el traslado de los recursos para cumplir con las operaciones.

(n) Custodiar y validar con el registro de firmas autorizadas de las contrapartes, la idoneidad de la persona que está firmando las cartas de confirmación de las operaciones.

(o) Realizar la revisión y confirmación de las operaciones en Deceval.

4.9. Front Office

(a) Ejecutar las medidas y acciones trazadas por el Comité Financiero y de Inversión.

(b) Cumplir con las políticas y procedimientos establecidos por la Junta Directiva para el manejo de los portafolios de Inversión.

(c) Asesorar al Vicepresidente Financiero en las modificaciones que considere conveniente sobre las nuevas inversiones que se deban realizar, de acuerdo con el conocimiento que tiene del mercado.

(d) Ejecutar los planes previstos por la Vicepresidencia Financiera y las demás estrategias para efectuar las inversiones.

(e) Elaborar en coordinación con el Vicepresidente Financiero los informes de comportamiento de los portafolios que se deben presentar al Comité Financiero y de Inversión.

(f) Asesorar al Vicepresidente Financiero en las propuestas de inversión que se presentan para aprobación del Comité Financiero y de Inversión.

(g) Realizar las respectivas negociaciones aprobadas por el Comité Financiero y de Inversión.

(h) Informar al Back Office las respectivas condiciones de las operaciones cerradas, con el fin de que se cumplan y se revisen que estén acordes con la aprobación de Comité Financiero y de Inversión.

(i) Enviar a la oficina de riesgos las operaciones cerradas.

(j) Hacer seguimiento diario al mercado con el fin de mantener informado al Vicepresidente Financiero de las posibles oportunidades de inversión que se presenten y que se permitan en este reglamento.

(k) Analizar las disposiciones legales emanadas por el regulador del mercado de capitales.

4.10. OFICINA DE RIESGOS

Las funciones del Middle Office las realizará la Oficina de Riesgos y son:

(a) Presentar y sustentar al Comité Financiero y de Inversión la información relacionada con la exposición por tipo de riesgo cuantitativo y cualitativo, las desviaciones o violaciones que se presenten en los límites de exposición por riesgo, las propuestas de acciones correctivas para mitigar los riesgos y sobre la evolución histórica de la exposición por tipo de riesgo de la entidad.

(b) Presentar, soportar y sustentar al Comité Financiero y de Inversión y a la Junta Directiva la propuesta de política general de administración del riesgo a que está expuesta la entidad en el ejercicio de sus operaciones y funciones; velar por su implementación interna y efectuar el seguimiento a las decisiones que el Comité Financiero y de Inversión y la Junta Directiva adopten sobre la materia.

(c) Investigar y mantener informado al Comité Financiero y de Inversión sobre las características de los diferentes títulos en los cuales se pueden colocar los recursos, así como la calificación de los emisores y de los intermediarios.

(d) Elaborar reportes periódicos a la Junta Directiva y a la Presidencia de la entidad sobre los niveles de exposición a los riesgos, las implicaciones de los mismos y las actividades relevantes para su mitigación y/o adecuada gestión.

(e) Alertar al Comité de Riesgos sobre posibles incumplimientos en las políticas formuladas de riesgo, al igual que las violaciones de límites de exposición por tipo de riesgo.

(f) Realizar los análisis técnicos que permitan apoyar al Comité Financiero y de Inversión en sus decisiones en materia de Clasificación de Inversiones, de acuerdo con la norma.

(g) Preparar los informes que la entidad deba generar con destino a los organismos de control, inspección y vigilancia.

(h) Formar parte del Comité CAP.

4.11. DIRECCIÓN DE CONTABILIDAD

(a) Realizar todos los registros contables de las operaciones.

(b) Hacer el debido seguimiento al registro de las valoraciones.

4.12. CONTROL INTERNO

Las operaciones de inversiones y tesorería deberán ser revisadas esporádicamente por la Oficina de Control Interno. En particular, los aspectos más importantes a auditar son:

(a) El sistema de límites.

(b) La conciliación y cierre de operaciones.

(c) La oportunidad, relevancia y confiabilidad de los reportes internos.

(d) La calidad de la documentación de las operaciones.

(e) La segregación de funciones.

(f) La relación entre las condiciones de mercado y los términos de las operaciones realizadas.

(g) Las operaciones con personas vinculadas a la entidad.

(h) El arqueo de los títulos.

(i) El cumplimiento de las políticas aprobadas por la Junta Directiva y de los lineamientos y recomendaciones del Comité Financiero y de Inversiones.

4.13. REVISOR FISCAL

La revisoría fiscal o el que haga sus veces, realizará informes independientes de los del Ictex. La revisoría fiscal estará conformada por todo el equipo técnico y humano designado por el Revisor Fiscal.

CAPÍTULO V

Definición áreas que intervienen en el proceso de inversiones

Dando cumplimiento a la normatividad de la Superintendencia Financiera en cuanto a la organización de las operaciones de tesorería y con el fin de evitar que se produzcan pérdidas financieras como resultado de la inadecuada segregación y distribución de funciones al interior de la entidad en el tema de Inversiones, se estableció que las operaciones de tesorería se desarrollen dentro de una estructura organizacional que contempla las siguientes áreas y/o funciones:

5.1. FRONT OFFICE O ÁREA DE NEGOCIACIÓN

Es la encargada de contactar y negociar con los distintos clientes, directamente o a través de teléfonos o sistemas electrónicos y comprometer a la entidad en operaciones con títulos valores. Esta área tendrá prohibido realizar funciones que tengan que ver con procesamiento, confirmación, contabilidad y liquidación de la inversión. Esta área está situada en la Vicepresidencia Financiera.

5.2. MIDDLE OFFICE O ÁREA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

La Oficina de Riesgos es el área encargada de realizar la medición, los análisis y control de los riesgos de mercado, liquidez, crédito, operacional y legal, así como el control de los límites establecidos en el presente Manual. Esta área tiene prohibido realizar actividades, tales como negociación, procesamiento, confirmación, contabilización y liquidación de operaciones, aunque tiene como función el control de las mismas. Esta área depende directamente de la Presidencia del Ictex.

5.3. BACK OFFICE O ÁREA DE OPERACIONES

La Dirección de Tesorería, hará las funciones de procesamiento, cumplimiento, contabilización, liquidación de operaciones, valoración y registro. Se prohíbe a esta área efectuar actividades que tengan que ver con negociaciones de títulos.

CAPÍTULO VI

Políticas de gestión de inversiones

6.1. POLÍTICA DE PLANEACIÓN FINANCIERA A TRAVÉS DE FLUJOS DE CAJA

El flujo de efectivo es el elemento esencial para la planeación financiera porque permite conocer las proyecciones de ingresos y egresos, con los cuales se determinarán los excedentes de liquidez a invertir o las necesidades de recursos para cumplir con los compromisos adquiridos y son determinados por el Comité CAP.

6.2. POLÍTICA DE INVERSIONES Y ESTRUCTURACIÓN DEL PORTAFOLIO DE INVERSIONES

La Entidad debe procurar colocar los recursos buscando principalmente los siguientes objetivos:

(a) Darle seguridad y respaldo a los recursos administrados con el fin de cumplir adecuadamente con el objeto social de la Entidad.

(b) Generar utilidades financieras que complementen el resultado de la operación de crédito.

Para lograr estos objetivos se han diseñado unas estrategias de inversión, y se han estructurado unas Políticas que propenden por una Administración adecuada de Riesgos y unos Procedimientos encaminados al Monitoreo y Control de Riesgos.

El diseño de las Estrategias está encaminado a obtener la seguridad necesaria en sus operaciones y a lograr mayor rentabilidad de los Portafolios. Entre las primeras se tienen, las siguientes:

(a) Definir Cupos de Emisor y Contraparte que deben ser evaluados por el Comité Financiero y aprobados por la Junta Directiva.

(b) Colocar los recursos de acuerdo con los lineamientos señalados en el presente Manual y dentro de la normatividad que le aplique a la Entidad.

(c) Diversificar la composición de los Portafolios.

(d) Recomponer los Portafolios por plazos, teniendo en cuenta las necesidades de liquidez y las tendencias del mercado.

(e) Efectuar compras de inversiones que presenten altos niveles de negociación.

(f) Implementar metodologías para la medición de los diferentes riesgos.

(g) Realizar las provisiones de inversión, cuando las condiciones del emisor lo exijan, de acuerdo al Capítulo I numeral 8 de la Circular Básica No. 100.

Entre las Estrategias orientadas a lograr mayor rentabilidad, se tienen, las siguientes:

(a) Efectuar rotaciones de los portafolios teniendo en cuenta las tendencias del mercado.

(b) Explorar permanentemente nuevos mercados y emisores o emisiones que ofrezcan alta rentabilidad y que cumplan con las condiciones de seguridad y calificación de riesgo mínima exigida en el presente documento.

(c) Analizar los factores clave de éxito para una administración adecuada de portafolios de inversión.

(d) Analizar periódicamente la estructura de portafolios eficientes generados por la Oficina de Riesgos.

Los portafolios de inversiones deberán estructurarse a corto, mediano y largo plazo; del total del portafolio no menos del cuarenta por ciento (40%) deberá estar representado en valores de corto plazo, entendiéndose este por los de vencimientos hasta de tres años y el restante de estos recursos distribuido en mediano (de tres a cinco años)

y largo plazo (superior a cinco años). Esta distribución se considerará en el Comité Financiero y de Inversión, de acuerdo con el análisis del flujo de caja y la recomendación del Comité CAP.

Para diversificar y contrarrestar los efectos de las variaciones en las tasas de valoración del portafolio, se debe propender por una estructuración de títulos con diferentes plazos al vencimiento e inversiones a tasa fija y tasas indexadas al IPC, al DTF, a la UVR, al IBR y alguna moneda extranjera, entre otras autorizadas.

Como política general se debe procurar, exceptuando los títulos de Deuda Pública, que las inversiones de largo plazo mayor a un año, se constituyan en papeles con tasa variable, indexados a la Unidad de Valor Constante UVR, a la DTF, al IPC, al IBR, a la Devaluación o, a cualquier otra tasa variable legalmente autorizada por las autoridades monetarias, adicionadas en un spread, con el propósito de poder absorber las posibles variaciones de las mismas y colocarse en condiciones de mercado.

En todo caso, se debe hacer un continuo monitoreo a través de la Oficina de Riesgos, con el fin de considerar la conformación adecuada de los portafolios, por país, por Sector de la Economía, por Grupo Económico, por Moneda, por Tasa de Referencia, por Tipo de Inversión, por Calificación del Emisor y por Tipo de Garantía.

En la conformación de los portafolios se tendrán en cuenta los límites aprobados por la Junta Directiva.

Cuando las condiciones de mercado cambien para la adquisición de TCO, y las tasas sean menores a las aprobadas por el Comité Financiero y de Inversión; la Vicepresidencia Financiera contará con la facultad de realizar dichas inversiones hasta por cinco (5) puntos básicos por debajo del inicialmente aprobado. Adicionalmente, cuando las referencias del TES TCO cambien se podrán realizar las inversiones con la referencia más cercana a la aprobada por el Comité Financiero y de Inversión. Esto se da porque el Ministerio de Hacienda y Crédito Público realiza emisiones de una especie de TCO por cuatro semanas, transcurridas estas, el Ministerio realiza subastas de otras referencias.

El portafolio de inversiones se debe estructurar de acuerdo con las operaciones que sean permitidas:

6.3. OPERACIONES PERMITIDAS

- (a) Compra y venta de títulos de Deuda Pública.
- (b) Compra y venta de títulos emitidos o garantizados por el Banco de la República.
- (c) Operaciones Simultáneas Activas y Pasivas con títulos de Deuda Pública únicamente.
- (d) Compra y Venta de títulos emitidos por Organismos Multilaterales.
- (e) Compra y venta de títulos emitidos por entidades vigiladas por la Superintendencia Financiera o la Superintendencia de Sociedades con una calificación mínima de AA por parte de una entidad Calificadora de Riesgos debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera.
- (f) Emisiones Especiales del sector real, previo análisis de la Oficina de Riesgos, presentación al Comité Financiero y de Inversiones y aprobación de Junta Directiva.
- (g) Depósitos a la vista.
- (h) Operaciones de Cobertura, siempre y cuando sean para cubrir el riesgo de tasa de interés y/o cambiario de posiciones activas o pasivas registradas en los estados financieros del Instituto, independientemente de que se pacten con o sin entrega del subyacente, este tipo de operaciones solamente se realizarán para cubrir créditos de la Banca Multilateral, que soportan los créditos educativos.
- (i) Operaciones Repo Activas.

Tratándose de operaciones Repo Activas únicamente podrán realizarse con entidades que tengan cupo de emisor disponible y cuando la garantía se realice con títulos emitidos o garantizados por la Nación o el Banco de la República. En ningún caso las operaciones de reporto podrán exceder el 5% del valor total del portafolio; las garantías serán de títulos que no superen los tres (3) años de plazo al vencimiento y corresponderán como mínimo al 120% del valor del Repo.

6.4. OPERACIONES NO PERMITIDAS

- (a) La Entidad no podrá hacer inversiones en renta variable a menos que el Comité Financiero y de Inversiones las autorice y la Junta Directiva las apruebe y para tal efecto serán en entidades calificadas como mínimo con AA+ y clasificadas en alta bursatilidad.
- (b) Compra y venta de títulos provenientes de procesos de titularizaciones hipotecarias.
- (c) Compra y venta de títulos emitidos o garantizados por Fogafin.
- (d) Operaciones de Cobertura con fines especulativos y que no sean para cubrir una posición activa o pasiva abierta en el balance de la entidad.
- (e) Compra y venta de títulos con personas naturales.
- (f) Operaciones de fondeo y/o carruseles.
- (g) Compromisos de palabra sin que medie un documento escrito donde consten las condiciones legales y faciales del negocio.

6.5 MANEJO DE LA LIQUIDEZ

Para efectos de rotar el portafolio y buscar mejorar las condiciones generales del portafolio de acuerdo con las políticas generales de riesgo, o para efectos de mantener un nivel de liquidez satisfactorio, se podrán realizar adicionalmente operaciones, tales como: Depósitos en Cuentas Bancarias. Estos dineros corresponderán a las provisiones para el pago de Impuestos, Nóminas, Redenciones de TAE, Giros de Fondos, Créditos aprobados y aquellos otros pagos periódicos.

Los recursos depositados en cuentas bancarias no se computarán dentro de los cupos aprobados de emisor y contraparte, por ser depósitos a la vista.

Las operaciones de compra y venta de inversiones en títulos valores o para la realización de operaciones de liquidez se pueden realizar a través de Sistemas Electrónicos Transaccio-

nales; así mismo por vía telefónica con los intermediarios del mercado público de valores con los cuales se tenga cupo de contraparte aprobado por Junta Directiva.

Se exceptúan, las siguientes operaciones:

- (a) Las realizadas con títulos de Deuda Pública Externa de la Nación.
- (b) Las de manejo de Deuda Pública que realice la Nación.
- (c) Las compras de títulos en el mercado primario de Deuda Pública o de entidades vigiladas por la Superintendencia Financiera.

6.7. POLÍTICAS DE EVALUACIÓN DE INVERSIONES

Los títulos valores que tenga en su portafolio el Icetex, Fondos en Administración, TAE y Fondos Nación (subsidios) se deben valorar y clasificar de acuerdo con lo dispuesto por la Superintendencia Financiera de Colombia en su Capítulo I de la Circular Externa No. 100 de 1995.

a) **CLASIFICACIÓN DE LAS INVERSIONES.** El Comité Financiero y de Inversión es el que determina la clasificación de las inversiones en negociables, en disponibles para la venta y al vencimiento de los títulos que conforman los portafolios, de acuerdo con las necesidades de liquidez y la estabilidad en la causación de los rendimientos que se considere adecuada. Por lo anterior, cuando no se manifieste por parte del Comité dicha clasificación, toda compra que se efectúe se clasificará como negociable. En todo caso, se debe tener en cuenta el informe de brecha de liquidez.

b) **VALORACIÓN DE LAS INVERSIONES.** Las inversiones se deben valorar de acuerdo con las metodologías o procedimiento dispuesto por la Superintendencia Financiera para los títulos.

c) **CONTABILIZACIÓN DE LAS INVERSIONES.** Las inversiones se deben contabilizar de acuerdo con las metodologías o procedimiento dispuesto por la Superintendencia Financiera. Las inversiones se deben registrar inicialmente por su costo de adquisición y desde el mismo día deberán valorarse a precios de mercado. La contabilización de los cambios entre el costo de adquisición y el valor de mercado de las inversiones, se realizará a partir de la fecha de su compra de acuerdo con la clasificación que tenga cada título (negociable, para mantener hasta el vencimiento, disponibles para la venta).

CAPÍTULO VII

Compra y venta de títulos valores

7.1. COMPRA DE INVERSIONES DE RENTA FIJA

El Director de Tesorería deberá revisar los vencimientos de inversiones y verificar su flujo de caja. Revisará en el Boletín diario de tesorería los saldos en entidades financieras con las cuales el Icetex recauda sus ingresos y de acuerdo con la programación de pagos de la semana, determinará el saldo disponible para la inversión de los excedentes de liquidez que se presentará en el Comité CAP.

Una vez definido el monto el Analista de la Vicepresidencia Financiera procederá a efectuar los contactos y las negociaciones de las distintas alternativas de inversión, teniendo en cuenta los análisis de riesgo, el cupo de emisor y contraparte y los principios básicos para la gestión financiera antes mencionados.

El Presidente y el Vicepresidente Financiero podrán abstenerse de efectuar inversiones en entidades que aunque tengan cupo asignado, consideren que presentan deterioro en sus estructuras, o deban disminuir sus cupos o sus plazos de redención del capital. Además, deben informar inmediatamente de la novedad, al jefe de la Oficina de Riesgos para que este evalúe la situación y actualice los cupos por emisor y contraparte para que la modificación sea aprobada por la Junta Directiva.

7.2. VENTA DE INVERSIONES DE RENTA FIJA

La venta de inversiones de renta fija se podrá efectuar, de acuerdo con la respectiva delegación, cuando se presente alguno de los siguientes casos:

(a) Cuando las condiciones del mercado sean favorables y se presente la oportunidad de liquidar títulos valores porque presentan una utilidad mayor de la esperada pero a la vez buscando se reinviertan los recursos obtenidos, en mejores condiciones de rentabilidad o al menos a la misma tasa de cesión de la inversión.

(b) Cuando se persiga recomponer el portafolio por plazos, riesgos y monto invertido, en los casos en que se presenten excesos en los cupos de inversión, en razón de la eliminación o disminución del cupo asignado, o por venta, o redenciones que modifiquen los límites, garantizando siempre una TIR de tenencia positiva incluyendo los flujos intermedios.

(c) Cuando se requieran recursos para realizar pagos previamente establecidos y se hace necesario liquidar títulos valores y debido a que no pueden ser atendidos con las provisiones que se tienen en los bancos.

(d) Cuando se presenten situaciones graves de deterioro en la solvencia del Emisor o Emisión, o condiciones que afecten negativamente la bursatilidad del papel, o situaciones de orden jurídico que alteren la propiedad del papel. Esto, ya sea por cambio en las garantías, por deterioro del sector donde se ubica el Emisor, por desmejoras en las estructuras administrativas y financieras de la Entidad, o por situaciones legales complejas del Emisor, Papel o Emisión.

Por lo anterior, cuando un título de alguno de los Emisores presentare deterioro en su calificación inicial, situación que debe ser monitoreada por la Oficina de Riesgos. Dicha área informará a la Vicepresidencia Financiera, para que esta a su vez le notifique al Comité Financiero y de Inversión, con el fin de tomar las acciones correspondientes de su permanencia o no en el portafolio.

Tanto las compras como las ventas de títulos deben ser soportadas con cartas de confirmación, en las cuales se detallen:

- (a) Tipo de papel.
- (b) Emisor.
- (c) Fecha de emisión.
- (d) Fecha de vencimiento.

- (e) Fecha de compra / venta.
- (f) Valor nominal.
- (g) Tasa facial.
- (h) Tasa de negociación.
- (i) Valor de la negociación.
- (j) Portafolio.

Para las Operaciones Repo y Simultáneas, además de las anteriores, se debe especificar claramente el compromiso futuro, señalando la fecha y el valor por el cual se va a cumplir la operación.

Los títulos que se compren o vendan, al ser desmaterializados deben cumplir la operación el mismo día en que se negoció, es decir, el título desmaterializado se debe transferir una vez se reciban los recursos y viceversa.

Cuando las condiciones de mercado cambien, tanto para la compra como para venta de títulos valores aprobados por el Comité Financiero y de Inversión y el monto de la operación sea hasta \$20.000 millones, se podrá realizar un Comité extraordinario virtual. Cuando el monto de la operación sea superior a \$20.000 millones, se realizará un Comité extraordinario presencial.

La Oficina de Control Interno realizará los arcos de todas las inversiones de la Entidad en cualquier momento al igual que la Revisoría Fiscal lo hará al cierre del ejercicio o antes si lo considera necesario. En cualquier caso, se deben cumplir con los requisitos que señalen las normas sobre el tema.

CAPÍTULO VIII

Cumplimiento de las operaciones de compra y venta de títulos valores

8.1. OPERACIONES CON COMISIONISTAS DE BOLSA:

a) **COMPRAS:** Las operaciones celebradas con Comisionistas de Bolsa, y que no se hayan hecho por un Sistema Transaccional deben ser registradas en el sistema de la Bolsa de Valores de Colombia, en constancia deben tener su respectiva papeleta y carta de confirmación por parte del Intermediario, con quien se negoció el título. Se le hará el respectivo pago, vía SEBRA, o pago electrónico.

Así mismo, será responsabilidad de la Vicepresidencia de Operaciones y Tecnología verificar que el título producto de la compra y/o venta sea transferido al DECEVAL, DCV o cualquier otro Administrador de Depósito de Valores autorizado, el mismo día de la negociación. Solamente se podrán efectuar operaciones con los Intermediarios a quienes se les haya autorizado Cupo de Contraparte, por parte de la Junta Directiva.

b) **VENTAS:** Aquellas operaciones que no se hayan hecho por un Sistema Transaccional deben igualmente ser registradas en el Sistema Transaccional de la Bolsa de Valores de Colombia y ser canceladas vía SEBRA, o por abono electrónico. Solamente se podrán efectuar operaciones con los Intermediarios a quienes se les haya autorizado Cupo de Contraparte por parte de la Junta Directiva.

8.2. OPERACIONES CON OTROS INTERMEDIARIOS

Las operaciones realizadas con otros intermediarios del mercado de valores pueden ser realizadas en un sistema transaccional o a través del mercado OTC y su cumplimiento se hará a través del SEBRA o pago electrónico.

CAPÍTULO IX

Esquemas de remuneración

La remuneración de las personas de las áreas que tienen alguna relación con el manejo de Inversiones y Tesorería, será fija y no tendrán ningún tipo de comisiones o incentivos por utilidad financiera.

(C.F.).

ACUERDO NÚMERO 039 DE 2012

(diciembre 13)

por el cual se aprueba y adopta el Manual del Sistema de Administración de Riesgo de Mercado -SARM-

La Junta Directiva del Instituto Colombiano de Crédito Educativo y Estudios Técnicos en el Exterior - Icetex, en ejercicio de sus facultades legales y estatutarias en especial de las que le confiere la Ley 1002 de diciembre 30 de 2005, el numeral 1 del artículo 9º del Decreto número 1050 del 6 de abril de 2006, el Acuerdo número 013 del 24 de febrero de 2007 y,

CONSIDERANDO:

Que el numeral 1 del artículo 9º del Decreto número 1050 del 6 de abril de 2006 establece que es función de la Junta Directiva formular la política general y los planes, programas y proyectos para el cumplimiento del objeto legal del Icetex, de sus funciones y operaciones autorizadas y todas aquellas inherentes a su naturaleza jurídica, acorde con lo dispuesto por la Ley 1002 de diciembre 30 de 2005, y los lineamientos y políticas del Gobierno Nacional en materia de crédito educativo.

Que el numeral 4 del artículo 9º del Decreto número 1050 de 2006 faculta a la Junta Directiva del Icetex, expedir conforme a la ley y a los estatutos del Icetex, los actos administrativos que se requieran para el cumplimiento de las funciones y de las operaciones autorizadas al Icetex como entidad financiera de naturaleza especial.

Que de conformidad con la Ley 1002 del 30 de diciembre de 2005, el Decreto número 1050 del 6 de abril de 2006, el libro 7 del Título XI del Decreto número 2555 del 15 de julio de 2010, Decreto número 2792 de julio 27 de 2009, el Icetex como entidad financiera de naturaleza especial, está autorizado legalmente para realizar operaciones financieras relacionadas con su objeto legal.

Que Manual del Sistema de Administración de Riesgo de Mercado (SARM) integra los lineamientos, las políticas, el marco regulatorio, la estructura organizacional y procedimientos, con el fin de realizar una adecuada, eficiente y eficaz administración del Riesgo de Mercado al que está expuesto el Icetex, en las operaciones realizadas con el libro bancario y de tesorería, para que se desarrollen con un nivel de riesgo acorde a la entidad que contribuya a cumplir con la misión, estrategias y objetivos del Icetex, teniendo en cuenta los requerimientos y regulación al respecto, así como las mejores prácticas sobre el particular.

Que el Comité Financiero de la entidad revisó y aprobó el citado manual según consta en el Acta número 010 del 14 de noviembre de 2012.

Que en sesión del 12 de diciembre de 2012, la Junta Directiva aprobó el Manual de Sistema de Administración de Riesgo de Mercado -SARM- del Icetex, presentado a consideración por el Jefe de la Oficina de Riesgos.

En virtud de lo anterior,

ACUERDA:

Artículo 1º. Aprobar y adoptar el Manual del Sistema de Administración de Riesgo de Mercado -SARM- del Icetex el cual comprende los siguientes Capítulos:

- I. Objetivos
- II. Estructura Organizacional del Icetex.
- III. Organismo de Control.
- IV. Infraestructura Tecnológica.
- V. Divulgación de la Información.
- VI. Confidencialidad.
- VII. Etapas de la Gestión de Riesgo de Mercado.
- VIII. Metodologías y Procedimientos para Alertas Tempranas.
- IX. Establecimiento de Límites.
- X. Acciones ante el Sobrepasso de los Límites.
- XI. Portafolio Eficiente.
- XII. Programa de Capacitación de Sarlaft.
- XIII. Capítulo derivados (Forwards y Futuros) Operaciones de Créditos otorgados por la Banca Multilateral.

Artículo 2º. El Manual del Sistema de Administración de Riesgo de Mercado -SARM- del Icetex, a que se refiere el artículo anterior hace parte integral de este Acuerdo.

Artículo 3º. *Vigencias y derogatorias.* El presente Acuerdo rige a partir de la fecha de su expedición y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dado en Bogotá D.C., a 13 de diciembre de 2012.

El Presidente,

Patricia Martínez Barrios

El Secretario,

María Eugenia Méndez Munar

MANUAL DEL SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGO DE MERCADO
Instituto Colombiano de Crédito Educativo y Estudios Técnicos en el Exterior



Noviembre 2012

TABLA DE CONTENIDO

1. Objetivos
5. Estructura Organizacional Icetex.
6. Organismos de Control
7. Infraestructura Tecnológica
8. Divulgación de Información
9. Confidencialidad
10. Etapas de la Gestión de Riesgo de Mercado
11. Metodología y Procedimientos para alertas tempranas
12. Establecimiento de Límites
13. Acciones ante el sobrepasso de los límites
14. Portafolio Eficiente
15. Capítulo derivados (forwards y futuros) operaciones de cobertura, relativas a operaciones de créditos otorgados por la banca multilateral.

Introducción

En desarrollo de sus operaciones el Icetex se expone al riesgo de mercado (entendiéndose por este la posibilidad de que el instituto incurra en pérdidas asociadas a la disminución del valor de sus portafolios y los administrados, por efecto de cambios en el precio de los instrumentos financieros, en los cuales se mantienen posiciones dentro o fuera del balance, el cual en caso de materializarse puede llegar a afectar la estabilidad y la viabilidad financiera de la entidad).

El Manual del Sistema de Administración de Riesgo de Mercado (SARM) integra los lineamientos, las políticas, el marco regulatorio, la estructura organizacional y procedimientos, con el fin de realizar una adecuada, eficiente y eficaz administración del riesgo de mercado al que está expuesto el Icetex, en las operaciones relacionadas con el libro bancario y de tesorería, para que se desarrollen con un nivel de riesgo acorde a la entidad que con-

tribuya a cumplir con la misión, estrategias y objetivos del Icetex, teniendo en cuenta los requerimientos y regulación al respecto, así como las mejores prácticas sobre el particular.

Los funcionarios involucrados dentro del SARM, deberán cumplir lo establecido en el manual dispuesto para ello y de la misma forma conocer y poner en práctica las distintas actualizaciones que se realicen sobre este; de igual forma el manual SARM debe ser aplicado en todo su alcance.

Este documento se complementa con el Manual de Inversiones de la entidad, y armoniza con el Manual de Seguridad de la Información, con el Código de Ética y Conducta, el Código de Buen Gobierno y el Manual Sarlaft.

1. OBJETIVOS

1.1. Objetivos generales

La administración adecuada del Riesgo de Mercado, permitirá al Icetex lograr la mitigación de las posibles pérdidas en que incurriría la entidad, por la disminución del valor de su portafolio, como consecuencia de cambios en los activos o instrumentos financieros que lo componen. El SARM se encamina a lograr el cumplimiento de las etapas de identificación, medición, control y monitoreo de los riesgos asociados a las posiciones que asuma la entidad.

Lo anterior dentro del marco de buen Gobierno y buenas prácticas corporativas y siguiendo las disposiciones impartidas por la Superintendencia Financiera de Colombia, contenidas en el capítulo XXI de la Circular Básica, Contable y Financiera (Circular Externa número 100 de 1995), denominado "Reglas Relativas al Sistema de Administración de Riesgo de Mercado".

1.2. Objetivos Específicos

a) Establecer las políticas y lineamientos generales claros, que permitan el eficiente funcionamiento del Sistema de Administración de Riesgo de Mercado.

b) Implementar la metodología establecida por el ente regulador para identificar los riesgos de mercado al que está expuesta la entidad, en función del tipo de posiciones asumidas y de conformidad con las operaciones autorizadas.

c) Establecer procedimientos aplicables para la adecuada implementación y funcionamiento del SARM.

d) Documentar las etapas y elementos del Sistema de Administración de Riesgos de Mercado (SARM) y en las condiciones establecidas en la normatividad vigente.

e) Implementar el monitoreo diario de los límites establecidos por la Junta Directiva, verificando que estos se cumplan y se encuentren dentro de los parámetros establecidos.

2. ALCANCE

El Icetex dando cumplimiento a su política de desarrollo de buenas prácticas y a lo señalado normativamente por la Superintendencia Financiera de Colombia, acoge el Sistema de Administración de Riesgo de Mercado (SARM), como herramienta de apoyo institucional y es de obligatorio cumplimiento por todos los funcionarios de las áreas del Front, Middle y Back Office, que contribuirá en una gestión de riesgos integral, coherente y transparente de los recursos financieros de la entidad.

2.1. Principios para la administración del Riesgo de Mercado

Son los fundamentos, que orientan y soportan el actuar de los funcionarios para el logro de los objetivos fijados, expresados en reglas de conducta y normas de comportamiento. En el Icetex, todos los funcionarios deben acatar lo consignado en el Código de Ética y Conducta y en el Código de Buen Gobierno, incluidos los funcionarios de las áreas del Front, Middle y Back Office; los cuales deben seguir los lineamientos aquí descritos:

a) **Prudencia.** Actitud caracterizada por un enfoque conservador en el ámbito financiero a través de la búsqueda permanente de la información, el análisis de situaciones consideradas como riesgosas y la evaluación de los acontecimientos coyunturales. Las personas prudentes suelen evitar el surgimiento de problemas de toda naturaleza.

b) **Autocontrol.** La creación de una conciencia de legalidad encaminada al cumplimiento estricto de la norma legal, no como una obligación, sino como un valor ético y moral propio de un funcionario y dentro de los valores institucionales.

c) **Supervisión.** Monitorear y evaluar las estrategias, políticas y desempeño en el manejo de la liquidez de la entidad que verifiquen el cumplimiento a satisfacción de los compromisos en las fechas de vencimiento.

d) **Conocimiento del Negocio.** Las personas que intervengan en el proceso deben contar con el suficiente conocimiento tanto de la actividad como de las técnicas para efectuar los estimativos.

e) **Responsabilidad.** La correcta ejecución de los mandatos, buscando siempre el cumplimiento de los fines propuestos y la aceptación de las consecuencias de las acciones y omisiones.

3. MARCO NORMATIVO

• Ley 1002 del 30 de diciembre de 2005, por la cual se transforma el instituto colombiano de crédito educativo y estudios técnicos en el exterior "Mariano Ospina Pérez" Icetex, en una entidad financiera de naturaleza especial y se dictan otras disposiciones.

• Decreto número 1050 del 6 de abril de 2006 por el cual se reglamenta parcialmente la Ley 1002 del 30 de diciembre de 2005.

• Decreto número 380 del 12 de febrero de 2007, por el cual se establece la estructura del Instituto Colombiano de Crédito Educativo y Estudios Técnicos en el Exterior "Mariano Ospina Pérez" - Icetex

• Decreto número 2555 del 15 de julio de 2010 el Libro 7 del Título I del artículo 10.7.1.1.1 por el cual se reglamenta el artículo sexto de la Ley 1002 de 2005.

• Circular Básica Contable y Financiera (C. E. 100 de 1995. Capítulo XXI Reglas relativas al Sistema de Administración del Riesgo de Mercado).

• Resolución número 0797 del 2 de octubre de 2008, por el cual se organizan los comités de apoyo a la Junta Directiva.

• Acuerdo número 009 del 29 de abril de 2010, por el cual se adopta el nuevo Código para el Buen Gobierno y el nuevo Código de Ética y conducta del Icetex.

• Acuerdo número 018 del 7 de junio de 2011. Límites de VaR para el portafolio de Inversiones.

• Acuerdo número 010 del 12 de junio de 2012, por el cual se establece la política y metodología para definir los cupos por emisor y contraparte del Icetex.

4. Glosario

• **Riesgo.** Es la probabilidad de que suceda un evento, impacto o consecuencia adversos.

• **Riesgo de mercado.** Es la posibilidad de incurrir en pérdidas asociadas a la disminución del valor de los portafolios, por efecto de cambios en el precio de los instrumentos financieros en los cuales se mantienen posiciones dentro o fuera del balance. En términos generales se puede esperar que, a mayor riesgo, mayor rentabilidad de la inversión. Existen varias clases de riesgos: de mercado, solvencia, jurídico, de liquidez, de tasa de cambio, riesgo de tasa de interés.

• **Sistema de Administración de Riesgo de Mercado (SARM).** El Sistema de Administración de Riesgo de Mercado es un conjunto de procedimientos, políticas y directrices encaminado a identificar, medir, controlar y monitorear el riesgo de mercado al que se encuentra expuesta una entidad en desarrollo de sus operaciones de tesorería.

• **Portafolio.** Es el conjunto de instrumentos financieros adquiridos por parte del instituto vía operaciones de tesorería o directamente relacionadas con su objeto social, con recursos propios o de terceros, y que se encuentran sometidos con una periodicidad determinada a una valoración que repercute en los resultados financieros de la entidad o fuera de ellos, en cualquiera de los días que se observen. Asimismo, son objeto de reporte en cualquiera de sus circunstancias ante los organismos de control del Estado cuando así lo requieran.

• **Riesgo de Contraparte.** Posibilidad de que la contraparte en una operación no entregue el dinero o título correspondiente en la fecha de cumplimiento.

• **Operaciones de tesorería.** Son las siguientes: operaciones del mercado cambiario; operaciones con valores de renta fija, de renta variable y aquellos indexados a una tasa o índice de referencia, ya sea en pesos o en cualquier otra denominación, excepto las emisiones propias; operaciones del mercado monetario tales como posiciones en corto, transferencias temporales de valores, operaciones de reporto o repo (repo) y simultáneas; operaciones con derivados y productos estructurados; y en general cualquier otra que sea realizada a nombre de la entidad o a beneficio de ella o por cuenta de terceros.

• **Back office.** Es el área encargada de realizar los aspectos operativos de la tesorería. Por ejemplo, el cierre y registro en los sistemas de negociación de valores, el cierre y registro contable y autorización final de las operaciones; es decir, es el área encargada de la complementación y del cumplimiento de las operaciones.

• **Front office.** Es el área encargada de la negociación, de las relaciones con los clientes y/o de los aspectos comerciales de la tesorería.

• **Middle office.** Es el área encargada de la medición y análisis de riesgos; de la revisión y evaluación periódica de las metodologías de valoración de instrumentos financieros y de la verificación del cumplimiento de las políticas y límites establecidos por la normatividad aplicable y por los administradores de la entidad vigilada.

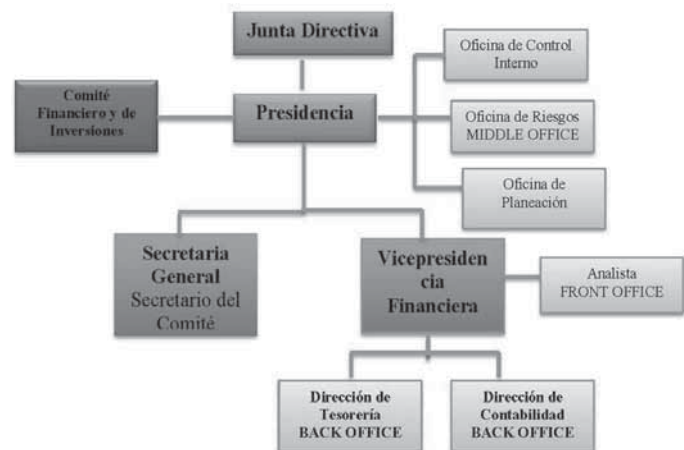
• **Límite.** Variable numérica de unidad y magnitud dependiente del contexto donde se aplique, que determina el alcance de una actividad que conlleva a un resultado, son aquellos valores sobre los cuales se deben enmarcar todas las operaciones que se consideren dentro de la aplicación del sistema.

• **Valor en Riesgo.** El VaR (valor en riesgo) resume la pérdida esperada a lo largo de un horizonte de tiempo objetivo dentro de un intervalo de confianza dado.

• **Camel.** Capital (C), calidad del activo (A), administración (M), ganancias (E), y liquidez (L).

5. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL ICETEX

La estructura organizacional del SARM definida por el Icetex contempla los aspectos estratégicos y los de administración para la gestión del riesgo de mercado.



Nota. Este organigrama es una extracción de las dependencias involucradas en el proceso de gestión de inversiones y no modifica el Organigrama de Instituto.

5.1. Estructura Estratégica

Para los aspectos estratégicos la estructura se encuentra compuesta por la Junta Directiva, el Comité Financiero y de Inversiones y el Comité CAP. Las funciones de dicha estructura en lo relacionado con la gestión de riesgos contempla, entre otras, discutir y aprobar las estrategias, las políticas y las reglas de actuación, conocer los resultados obtenidos y los riesgos asumidos, garantizar la existencia y asignar los recursos necesarios para la gestión de riesgos, fijar los límites para la toma de riesgos y adoptar las medidas organizacionales necesarias para limitarlos. En tal sentido, la estructura orgánica que interviene en el conjunto de la aplicación del sistema SARM es la siguiente:

5.1.1. Junta Directiva

Desde la perspectiva de la administración de riesgo de mercado, según lo contemplado en el capítulo XXI de la Circular Externa número 100 del 95 (Básica Contable y Financiera), emitida por la Superintendencia Financiera de Colombia, la Junta Directiva debe contemplar como mínimo las siguientes funciones:

- Definir y aprobar las políticas de la entidad en materia de administración de riesgo de mercado.
- Aprobar los reglamentos, manuales de procedimientos y funciones de las áreas pertinentes a la entidad vigilada, así como sus respectivas actualizaciones.
- Aprobar el código de ética, el sistema de control interno, la estructura organizacional y tecnológica del SARM.
- Aprobar las actuaciones en caso de sobrepasar o exceder los límites de exposición frente al riesgo de mercado o cualquier excepción de las reglas, así como los planes de contingencia a adoptar respecto de cada escenario extremo.
- Realizar el nombramiento del comité de riesgos, definir sus funciones y aprobar su reglamento, de acuerdo con las normas legales que les apliquen.
- Pronunciarse sobre los informes periódicos que elabora el área de administración de riesgo respecto del nivel de riesgo de mercado de la entidad.
- Hacer seguimiento sobre los reportes periódicos que le sean presente, correspondientes a las medidas correctivas aplicadas para que se cumplan los límites de riesgo de mercado.
- Aprobar la metodología que debe elaborar la Oficina de Riesgo para identificar, medir, controlar y monitorear el riesgo de mercado.

5.1.2. Comité Financiero y de Inversión

El Comité Financiero y de Inversión es responsable del análisis de las inversiones y de los emisores, así como de la definición de los cupos internos de inversión y las políticas para adquisición y liquidación de inversiones.

El comité Financiero fue creado mediante Acuerdo número 009 de septiembre 3 de 2003.

5.1.3. Comité de Activos y Pasivos (CAP)

El Comité de activos y pasivos CAP del Icetex, tendrá como objetivo velar por la adecuada administración de la liquidez y su exposición al riesgo, por lo que esta instancia colegiada será la encargada de revisar y recomendar las metodologías, políticas y procedimientos en materia de liquidez de la institución, de la gestión del riesgo de liquidez, de los excedentes de liquidez para inversión y del plan de contingencia.

5.2. Estructura Administrativa

En lo relacionado con los aspectos administrativos, el Instituto establece en su estructura la separación funcional y operacional de las áreas encargadas de la negociación, el registro, apoyo y la medición y control de riesgos.

Las funciones de dicha estructura contempla, entre otras, garantizar el cumplimiento de las estrategias y políticas, implementar los mecanismos para medir y controlar los límites definidos, evaluar la suficiencia de los controles establecidos y los procedimientos adoptados.

5.2.1. Presidencia (Representante legal)

Desde la perspectiva de la administración de riesgo de mercado, según lo contemplado en el capítulo XXI de la Circular Externa número 100 del 95 (Básica Contable y Financiera), emitida por la Superintendencia Financiera de Colombia, el Representante Legal debe contemplar como mínimo las siguientes funciones:

- Establecer y garantizar el efectivo cumplimiento de las políticas definidas por la Junta Directiva, inherentes a la administración de inversiones.
- Realizar el seguimiento permanente del cumplimiento de las funciones del área o unidad de gestión de riesgo de mercado y mantener informada a la Junta Directiva.
- Definir procedimientos a seguir en caso de sobrepasar o exceder los límites de exposición frente al riesgo de mercado, así como los planes de contingencia a adoptar respecto de cada escenario extremo.
- Hacer seguimiento y pronunciarse cuando así se requiera, respecto de los informes diarios que presente la oficina de riesgos, sobre las posiciones asumidas por la entidad en materia de inversiones.
- Hacer seguimiento y pronunciarse respecto de los informes que presente el revisor fiscal.
- Realizar monitoreo y revisión de las funciones del auditor interno.
- Establecer mecanismos encaminados a realizar seguimiento a las relaciones de los empleados de la tesorería con los clientes o intermediarios, controlando de manera eficiente los conflictos de interés que puedan presentarse.

5.2.2. Negociación de Inversiones (Front Office)

Esta actividad la efectuará el o los funcionarios asignados para tal función y estará(n) encargado(s) de la negociación, de las relaciones con los clientes y/o de los aspectos comerciales en la compra y venta de títulos valores. Queda prohibido a esta área realizar funciones que tengan que ver con actividades de procesamiento, confirmación, contabili-

zación, liquidación y valoración de inversiones. Estas funciones son desarrolladas por un analista que depende directamente de la Vicepresidencia Financiera.

5.2.3. Oficina de Riesgos (Middle Office)

La función de esta área consiste en administrar el riesgo de mercado a través de la identificación, medición, control y monitoreo de dicho riesgo. El área de administración de riesgo tendrá, como mínimo, las siguientes funciones a cargo, desde la perspectiva de la administración del riesgo de mercado:

- Diseñar la metodología para identificar, medir, controlar y monitorear el riesgo de mercado a que se expone la entidad.
- Evaluar los límites por líneas de negocios, operaciones y funcionarios, y presentar al comité de financiero y de inversiones y a la Junta Directiva, las observaciones o recomendaciones que considere pertinentes.
- Objetar la realización de aquellas operaciones que no cumplan con las políticas y/o límites de riesgo establecidas por la entidad.
- Informar al Comité de Financiero y de Inversiones y a la Junta Directiva sobre los siguientes aspectos:
 - a) La exposición al riesgo de manera global de la entidad, así como la específica de cada línea de negocio.
 - b) Las desviaciones presentadas con respecto a los límites de exposición de riesgo establecidos.
 - c) Operaciones objetadas.
- Informar diariamente al representante legal y a los responsables de las líneas de negocios, sobre el comportamiento del riesgo de mercado de la entidad.
- Informar al representante legal y a los responsables de las líneas de negocios sobre los niveles de riesgo y condiciones de las negociaciones realizadas y, en particular, reportar incumplimientos sobre los límites, operaciones poco convencionales o por fuera de las condiciones de mercado y las operaciones con vinculados. Este mismo reporte deberá hacerse de manera mensual a la Junta Directiva.

5.2.4. Dirección de Tesorería (Back Office)

Esta dependencia encargada de las funciones de procesamiento, confirmación y liquidación de operaciones así como del proceso de valoración de las inversiones en el aplicativo. Esta área tiene prohibido realizar actividades referentes a la negociación de títulos valores. Funcionalmente depende de la Vicepresidencia Financiera de la entidad.

5.2.5. Dirección de Contabilidad (Back Office).

Es la dependencia encargada de las funciones de contabilización de operaciones. Esta área tiene prohibido realizar actividades referentes a la negociación de títulos valores. Funcionalmente depende de la Vicepresidencia Financiera de la entidad.

6. ORGANOS DE CONTROL

En el contexto del SARM, los organismos de control deben realizar auditorías que garanticen el cumplimiento de la totalidad de las disposiciones de esta norma. Se entienden como órganos de control:

- Revisoría Fiscal.
- Auditoría interna o quien ejerza el control interno.

Sin perjuicio de las funciones asignadas en otras disposiciones, el revisor fiscal debe verificar el estricto cumplimiento de lo dispuesto en el presente manual e incluir un pronunciamiento expreso sobre el SARM dentro del dictamen de los estados financieros.

7. INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA

El Icetex cuenta con una plataforma tecnológica que permite garantizar el funcionamiento eficiente, eficaz y oportuno del Sistema de Administración de Riesgo de Mercado, acorde con su tamaño, naturaleza, complejidad y volumen de operaciones, acogiéndose a las buenas prácticas dictadas por la Superintendencia Financiera de Colombia, en su condición de no intermediario del mercado de valores. De igual forma el sistema de administración de portafolios de inversiones permite realizar controles sobre el cumplimiento de las políticas establecidas; también cuenta con un aplicativo de administración de riesgos de mercado que cumple con todos los requerimientos normativos para el cálculo del Valor en Riesgo, sobre el desempeño de estos aplicativos se realizan pruebas periódicas para garantizar el cumplimiento normativo.

Adicionalmente la infraestructura tecnológica permite realizar el seguimiento y monitoreo sobre las condiciones coyunturales y estructurales de los mercados en los cuales participa el Icetex, que permiten identificar y minimizar la exposición al riesgo de mercado de la entidad, así como la identificación de oportunidades de negocio. El proceso de gestión de Inversiones y el proceso de Administración de Riesgos de Mercado, cuenta con back up de la información con el fin de garantizar la permanencia y la seguridad de la misma.

8. DIVULGACIÓN DE INFORMACIÓN

Interna. La Oficina de Riesgos, genera mensualmente como resultado del monitoreo reportes que son presentados al Comité Financiero y de Inversiones y a la Junta Directiva, que permiten establecer el perfil de riesgo de la entidad. De igual forma los reportes diarios dirigidos a la Alta Dirección. Así mismo en el informe de gestión anual se presenta la gestión adelantada en materia de administración de riesgos de mercado.

Externa. El instituto debe suministrar de acuerdo a lo establecido en la normatividad vigente, la información necesaria al público y a los entes de control, para que con ello el mercado pueda evaluar las estrategias de gestión del riesgo de mercado adoptadas por la Entidad. Los resultados de la medición de riesgo de mercado deben reportarse a la Superintendencia Financiera de Colombia, con la periodicidad establecida en los formatos previstos para este propósito.

Revelación Contable. El instituto debe presentar en las notas a los estados financieros un resumen de sus operaciones de tesorería. En este sentido, las notas deberán contener información cualitativa y cuantitativa sobre la naturaleza de las operaciones e ilustrar cómo estas actividades contribuyen a su perfil de ingresos y de riesgo de mercado.

9. CONFIDENCIALIDAD

Los funcionarios del Front, Middle y Back Office conocen, aceptan y acatan las cláusulas de confidencialidad de la información establecidas en el Manual de Seguridad de la Información y en el código de Ética y conducta de la entidad. Así como conocen, aceptan y acatan las disposiciones en materia de conflictos de interés que se encuentran especificadas en el Manual de Ética y Buena conducta de la entidad.

10. ETAPAS DE LA GESTIÓN DE RIESGO DE MERCADO

De acuerdo con lo establecido en el Capítulo XXI de la Circular Básica Contable y Financiera, el Sistema de Administración de Riesgos de Mercado (SARM) cuenta con procesos, procedimientos y manuales operativos debidamente documentados y gestionados a través del Sistema de Gestión de la Calidad.

10.1. Identificación

Las áreas involucradas en el proceso de Gestión de Inversiones deben identificar los riesgos de mercado a los que está expuesto el Icetex de acuerdo con las metodologías implementadas por la Oficina de Riesgos, en función del tipo de posiciones asumidas en el portafolio de inversiones, de conformidad con las operaciones autorizadas por la Junta Directiva de la entidad. Cuando sean aplicables, se deben considerar como mínimo los siguientes factores de riesgo de mercado:

- Tasa de interés en moneda legal.
- Tasa de interés en moneda extranjera.
- Tasa de interés en operaciones pactadas en UVR.
- Tasa de cambio.

Esta etapa debe realizarse previamente a la participación en nuevos mercados y a la negociación de nuevos productos, determinando su perfil de riesgo y cuantificando el impacto que estos tienen sobre el nivel de exposición al riesgo de la entidad, al patrimonio y las utilidades de la misma.

Para ello la Vicepresidencia Financiera, presenta la operación a realizar, con la documentación requerida sobre la cual se lleva a cabo el análisis pertinente, determinando el impacto que tendrían sobre el nivel de exposición al riesgo de la entidad.

10.2. Medición

Para la medición del riesgo de mercado el Icetex empleará la metodología estándar para el cálculo del VaR establecida por la Superintendencia Financiera, en el Capítulo XXI, Anexo 1 de la Circular Básica Contable y Financiera. No obstante, la entidad podrá desarrollar una metodología interna para el cálculo del VaR, siempre que los mismos cumplan con los requisitos mínimos establecidos en el capítulo XXI de la Circular Básica Contable y Financiera y no hayan sido objetados por el ente de control. El Icetex, deberá realizar diariamente una medición de los riesgos de mercado a los cuales se encuentra expuesta la entidad, de acuerdo a las posiciones que asume en los portafolios de inversión de recursos propios y de recursos de terceros administrados, basado en la metodología establecida en el Capítulo XXI y sus correspondientes anexos, de la Circular Básica Contable y Financiera (C.E. 100 de 1995).

En consecuencia, las posiciones que conformen los portafolios administrados deben ser valoradas diariamente a precios de mercado, según la normatividad vigente y deberá calcularse el valor en riesgo de las mismas.

La medición de la exposición al riesgo de mercado y su divulgación será responsabilidad de la oficina de Riesgos.

10.3. Control y Monitoreo

La oficina de Riesgos, controlará y monitoreará el cumplimiento de los cupos y límites establecidos por la entidad, en lo correspondiente a las operaciones realizadas, que constituyan el libro de tesorería y bancos, según lo autorizado por la Junta Directiva, ofreciendo herramientas para el control de los niveles de exposición al riesgo de mercado.

El sistema de monitoreo, control y gestión de riesgos de mercado debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Guardar correspondencia con el volumen y complejidad de las operaciones desarrolladas.
- Permitir la cuantificación de los diferentes riesgos existentes, así como su incorporación dentro de la estructura de control y gestión de riesgos del portafolio.
- Servir de apoyo en la fijación de una estrategia de administración del portafolio adecuada a las condiciones del mercado.
- Elaboración de reportes gerenciales, concisos y completos, de monitoreo de riesgos que evalúen los resultados de las estrategias e incluyan el resumen de las posiciones por producto y demuestren el cumplimiento de los límites.

Dentro de las actividades de control en el marco del SARM, la Oficina de Riesgos realizará e informará a la Alta Dirección:

- Medición del Valor en Riesgo (VaR) de los portafolios propios y los administrados por la entidad en forma diaria.
- Seguimiento de cupos de emisor en forma diaria.
- Validación de las operaciones realizadas y su correspondencia con las aprobadas por el Comité Financiero y de Inversiones.
- Informar diariamente sobre el comportamiento del riesgo de mercado de la entidad, así como las operaciones objetadas.
- Seguimiento al sistema de grabación de llamadas del front, middle y back office, con el fin de garantizar que todas las transacciones realizadas por cuenta propia o por cuenta

de terceros, puedan ser reconstruidas desde el momento en que se imparten las órdenes de compra o venta, la ejecución de las mismas y su correspondiente compensación y liquidación.

• Mensualmente presentará ante el Comité Financiero y de Inversiones y la Junta Directiva, un informe del VaR al cierre del mes inmediatamente anterior, de los portafolios administrados por Icetex y las variaciones más significativas en los mismos, así como el cumplimiento de los límites y políticas establecidas por la entidad, en materia de administración de inversiones.

• Realizar pruebas de escritorio periódicas de la valoración de los portafolios con el fin de verificar que la metodología utilizada sea la establecida en las normas vigentes para ello.

• Realizar pruebas de escritorio periódicas sobre el cálculo de valor en riesgo, realizado por el software utilizado para ello.

Cuando se presenten situaciones atípicas en los mercados que afecten las posiciones de los portafolios de la entidad, la Oficina de Riesgos deberá informar mediante un informe especial al Comité Financiero, al representante legal y a los responsables de las líneas de negocios, sobre dicha situación y cómo la misma puede afectar las inversiones de la entidad.

El SARM debe contar con planes de contingencia para el caso en que se produzcan fallas en los sistemas informáticos con los cuales el Front Office realiza sus negociaciones o las registra; de igual forma para aquellos sistemas con los cuales el Back Office realice la valoración y el cumplimiento de las operaciones, así mismo el Software utilizado para el cálculo del valor en riesgo, planes de contingencia para el caso de ausencia de los funcionarios responsables del manejo de los aplicativos de registro y cumplimiento de operaciones se encuentran establecidos para cada una de las áreas y de igual forma contar con manuales operativos del front, middle y back office.

El Manual de Ética y Conducta, contempla las oportunidades en que se genera conflicto de intereses por parte de los funcionarios inmersos en el proceso Gestión de Inversiones.

10.3.1. Control de grabaciones telefónicas

El Icetex., cuenta con un sistema de grabación de llamadas que permite garantizar que todas las transacciones realizadas por cuenta propia o por cuenta de terceros, puedan ser reconstruidas desde el momento en que se imparten las órdenes de compra o venta, la ejecución de las mismas y su correspondiente compensación y liquidación.

Se deben considerar los siguientes aspectos para la consulta de las grabaciones de llamadas.

• Cuando haya discrepancia con alguna contraparte, o siempre que un operador lo solicite se consultará la grabación, la cual será analizada por la persona delegada por la oficina de Riesgos frente al operador implicado, contando con la Oficina de control interno quien actuará como veedor.

• En ningún caso los funcionarios del Front y Back podrán tener acceso a grabaciones de áreas diferentes.

• Advertir previamente a cada uno de los Intermediarios y Entidades con quienes efectúe operaciones, y de los funcionarios a quienes les aplique la grabación de llamadas.

10.3.2. Proceso a seguir en caso de discrepancias

• Una vez seleccionada la extensión a revisar, se comparan los documentos soporte de las operaciones realizadas por el funcionario designado por la Vicepresidencia Financiera, que tiene asignada la extensión y se comparan con la información de cierre de la operación consignada en la llamada.

• Se debe realizar un acta donde queden consignadas las discrepancias, cualquier información inapropiada comentada en la grabación y los incumplimientos a los protocolos de negociación.

Queda prohibido realizar negociaciones a través de teléfonos celulares, o cualquier tipo de sistema de comunicación que no pueda ser monitoreado y grabado para establecer las condiciones de negociación.

11. METODOLOGÍA Y PROCEDIMIENTOS PARA ALERTAS TEMPRANAS

De manera especial, se realizará seguimiento a la publicación de información relevante publicada por la Superintendencia Financiera de Colombia y al desempeño en el mercado de los títulos que componen los portafolios de inversión. Los informes extraordinarios deberán ser remitidos a la Vicepresidencia Financiera, al Front Office y a los responsables de las líneas de negocios, y así mismo dicho análisis debe ser presentado ante el Comité Financiero y de Inversiones.

La Oficina de Riesgos analizará previamente la propuesta de inversión a presentar al Comité Financiero y de Inversiones mensualmente, calculando un valor de VaR aproximado de las inversiones propuestas al Comité Financiero y de Inversiones, en caso de presentarse por estas un alto nivel de contribución de VaR, se generará una alerta temprana indicando a la Vicepresidencia Financiera, con el fin que sea revaluada dicha propuesta.

12. ESTABLECIMIENTO DE LÍMITES

12.1. Emisor, contraparte y Concentración

Los cupos de emisor son los niveles máximos de inversión por emisor para los portafolios administrados por la entidad en todas sus inversiones, los cupos de contraparte corresponden a los montos máximos de negociación permitidos con cada entidad.

Los límites de concentración por sector, grupo económico y demás, son propuestos por la Oficina de Riesgos y presentados para evaluación del Comité Financiero y de Inversiones y posteriormente llevados para aprobación de la Junta Directiva de la entidad, las políticas para cálculos de cupos de emisor y contraparte y los límites de concentración establecidos, están consignados en el acuerdo de *Junta Directiva 010, del 12 de junio de 2012*.

Las pruebas de desempeño sobre el modelo de cupos de emisor y contraparte, deberá realizarse una vez al año la revisión del modelo estadístico que pondera los indicadores del CAMEL, dicha revisión debe quedar documentada y en caso que existan cambios en el modelo debe someterse a aprobación del Comité Financiero y de la Junta Directiva. La Oficina de Riesgos evaluará periódicamente los cupos de emisor, contraparte y las políticas

de concentración y evaluará a solicitud de la Vicepresidencia Financiera nuevos emisores del sector real, con el fin de someternos a evaluación del Comité Financiero y de Inversiones y posteriormente aprobación de la Junta Directiva.

12.2. Valor en Riesgo

Los límites de VaR para los portafolios de inversión administrados por Icetex, son propuestos por la Oficina de Riesgos y presentados para evaluación del Comité Financiero y de Inversiones y aprobación de la Junta Directiva.

La entidad cuenta con una metodología para establecer los límites de VaR para cada uno de los portafolios, la cual se encuentra detallada en el acuerdo de *Junta Directiva 018 del 7 de junio de 2011 (Límites de VaR de los portafolios de Inversiones)*.

13. ACCIONES ANTE EL SOBREPASO DE LOS LÍMITES

La Oficina de Riesgos, informará diariamente el estado de los límites anteriormente mencionados; cuando se registre el incumplimiento de algún límite, la Vicepresidencia Financiera, informará de manera inmediata, por escrito, las razones por las cuales se generó el incumplimiento, emitiendo posibles acciones a seguir para restablecer el límite incumplido, entregándolas para su evaluación a la Oficina de Riesgo y dicha situación se llevará para conocimiento del próximo Comité Financiero y de Inversiones, donde se analizarán los eventos sucedidos y se propondrán acciones a seguir para controlar el riesgo inherente y de igual manera se informará a la Junta Directiva en su próxima sesión.

14. PORTAFOLIO EFICIENTE

La Oficina de Riesgos trimestralmente presentará al Comité Financiero y de Inversión un informe de Portafolio eficiente, como herramienta para los gestores de portafolios de inversión, la cual permite hacer un benchmark de su portafolio frente al propuesto, permitiendo conocer cuál es su desempeño en términos de rentabilidad-riesgo.

Consiste en determinar la manera en que se puede obtener la proporción idónea a invertir en cada uno de los instrumentos considerados para integrar el portafolio de inversión, maximizando los rendimientos para un cierto nivel de riesgo dado.

15. CAPÍTULO DERIVADOS (FORWARDS Y FUTUROS) OPERACIONES DE COBERTURA, RELATIVAS A OPERACIONES DE CRÉDITOS OTORGADOS POR LA BANCA MULTILATERAL

Introducción

Por las características del mercado de divisas, tales como la volatilidad e incertidumbre existente en los mercados financieros, la globalización de la economía que da como resultado la interacción de los mercados financieros y el esquema de libre flotación que opera en el país, son factores que hacen difícil y complejo pronosticar los niveles del precio del tipo de cambio de la divisa, ya que su valor se determina por la libre oferta y demanda que se observa en el mercado, que además, también se ve afectado por situaciones políticas y sociales tanto internas como externas.

Para contrarrestar estos factores de riesgo existen las denominadas operaciones de cobertura. La cobertura es una estrategia por la que se intenta reducir el riesgo de precio de un activo o pasivo, es decir la posible pérdida producida por movimientos desfavorables de los precios.

Para realizar una cobertura debe tomarse una posición de sentido contrario a la que se desea cubrir, de manera que los resultados de ambas se compensen mutuamente, manteniendo al conjunto indiferente a los movimientos de precios de mercado. De lo que se trata es que la posible pérdida que pudiera sufrir un activo o pasivo, se vea compensado con la ganancia obtenida en derivados.

Debido a que el Icetex tiene dentro de su operación el manejo de divisas provenientes del crédito del Banco mundial, se plantea la necesidad de efectuar operaciones de cobertura a través de derivados específicamente Forwards y Futuros identificando un capítulo aparte en el Manual de Riesgos de Mercado sobre esta materia.

15.1. Objetivos

Establecer las políticas y procedimientos a seguir en la celebración de operaciones con Instrumentos financieros derivados, con fines de cobertura en la Entidad, con el propósito de disminuir y administrar eficientemente el riesgo cambiario sobre activos o pasivos en moneda extranjera.

15.2. Alcance

Este capítulo cubre los siguientes elementos a considerar en función de las operaciones en términos de derivados estandarizados y OTC, que serán factibles de realizar por parte de la entidad:

- Políticas en materia de negociación de instrumentos financieros derivados.
- Perfil de riesgos.
- Procedimientos y requisitos para la realización de los distintos tipos de instrumentos financieros derivados.
- Límites de concentración de riesgos del portafolio de instrumentos financieros derivados.
- Políticas para determinar los cupos para instrumentos financieros derivados.
- Técnicas de control o mitigación de riesgos a utilizar.
- Metodologías y procedimientos de valoración usados por la entidad vigilada, incluyendo fuentes de información de los distintos parámetros requeridos.
- El alcance del presente manual involucra a todas las áreas y funcionarios del Icetex que tengan el manejo de divisas dentro de la operación de cobertura.

15.3. Glosario

Bid. Es el precio al que un inversionista decide comprar una divisa. Es un término inglés que se refiere al precio al que compra el mercado, por tanto, es el precio que pagará el inversionista cuando realiza una operación de venta. También se conoce precio de demanda.

Ask. Es el precio al que vende el mercado y, por tanto, el precio que pagará el inversionista si realiza una operación de compra. También se conoce como precio de oferta (Offer Price)

Cobertura. Es una combinación de operaciones mediante la cual uno o varios instrumentos financieros, denominados instrumentos de cobertura, se designan para reducir o anular un riesgo específico que pueda tener impacto en el estado de resultados como consecuencia de variaciones en el precio justo de intercambio, en el flujo de efectivo o en el tipo de cambio de una o varias partidas, denominadas posiciones primarias.

Cobertura contable. La conforman aquellos instrumentos financieros derivados con fines de cobertura y las posiciones primarias objeto de cobertura.

Compensación de obligaciones con instrumentos financieros derivados. Es un modo de extinguir las obligaciones recíprocas generadas por instrumentos financieros derivados.

Contrato marco. Es un acuerdo celebrado por escrito entre dos (2) o más partes, el cual es necesario para la negociación de instrumentos financieros derivados en el mercado mostrador.

Costo de reposición. Es el precio justo de intercambio de un instrumento financiero derivado cuando este es positivo, en caso contrario su valor es cero (0). En el evento de haberse pactado con una determinada contraparte la posibilidad de compensar posiciones en instrumentos financieros derivados, el costo de reposición del portafolio de tales instrumentos, negociados con esa contraparte, es la suma de los precios justos de intercambio de los mismos, siempre que esta sea positiva, siendo su valor cero (0) en caso contrario.

Cross Currency Swap (CCS). Los Swaps de monedas "CCS" involucran el intercambio de una serie de flujos en una moneda, por otra serie de pagos en una moneda distinta. Las condiciones y la frecuencia de los pagos del Swap son acordados de antemano por las partes. Los CCS pueden ser pactados de tasa fija vs. tasa fija, fija por flotante (y viceversa) o flotante por flotante.

Derivado de crédito: Es un instrumento financiero que permite a una parte transferir a otra el riesgo de crédito de uno o varios activos a los que se está o no expuesto, sin vender o negociar dichos activos.

Exposición crediticia. Mide la máxima pérdida potencial de una operación con instrumentos financieros derivados en caso de incumplimiento de la contraparte.

Exposición potencial futura. Corresponde a la pérdida que podría tener una entidad vigilada en un instrumento financiero derivado, durante el plazo remanente de este, por un eventual incumplimiento de su contraparte, bajo el supuesto de que el precio justo de intercambio evolucione favorablemente para la entidad vigilada y el mismo sea positivo en la fecha de vencimiento del respectivo instrumento.

Futuros de TRM. Son contratos negociados en la Bolsa de Valores de Colombia para comprar o vender dólares americanos en una fecha futura, a un precio determinado. El cumplimiento de estos contratos es financiero, lo cual significa que al momento del vencimiento se debe realizar un neteo comparando el precio pactado en el contrato a futuro contra el precio del mercado y se giren las diferencias entre la parte perdedora y la ganadora. Buscar eliminar la incertidumbre sobre el subyacente el cual se está negociando. Estos contratos tienen el respaldo y control de la Cámara Central de Riesgo de Contraparte, la cual es vigilada por la Superintendencia Financiera.

Instrumento financiero derivado. Es una operación cuya principal característica consiste en que su precio justo de intercambio depende de uno o más subyacentes y su cumplimiento o liquidación se realiza en un momento posterior. Dicha liquidación puede ser en efectivo, en instrumentos financieros o en productos o bienes transables, según se establezca en el contrato o en el correspondiente reglamento del sistema de negociación de valores, del sistema de registro de operaciones sobre valores o del sistema de compensación y liquidación de valores.

Instrumento financiero derivado con fines de cobertura. Es aquel que se negocia con el fin de cubrir una posición primaria de eventuales pérdidas ocasionadas por movimientos adversos de los factores de mercado o de crédito que afecten dicho activo, pasivo o contingencia. Con la negociación de este tipo de instrumentos se busca limitar o controlar alguno o varios de los riesgos financieros generados por la posición primaria objeto de cobertura.

Mercado mostrador. Para efectos de los instrumentos financieros derivados y productos estructurados, el mercado mostrador corresponde a los instrumentos o productos que se transan por fuera de bolsas o de sistemas de negociación de valores. También se conocen con la denominación "Over the Counter" (OTC).

Mid. Es el promedio de cierre de las cotizaciones de compra (bid) y de venta (ask).

Pip. Es la unidad que mide la variación más pequeña posible en el precio de una divisa. Son los puntos forward (mid) del mercado forward peso-dólar americano en la fecha de valoración para un plazo de k días. Se expresa en pesos por unidad de dólar americano.

Posición primaria (partida cubierta). Se entiende como tal la exposición a un determinado riesgo generada por un activo o pasivo.

Subyacente. Un subyacente de un instrumento financiero derivado es una variable directamente observable tal como un activo, un precio, una tasa de cambio, una tasa de interés o un índice, que junto con el monto nominal y las condiciones de pago, sirve de base para la estructuración y liquidación de un instrumento financiero derivado.

15.4. Normatividad

15.4.1. Normas Externas

Las operaciones de contratos de derivados que se efectúen en la entidad, se encuentran sujetos a las disposiciones legales de la Bolsa de Valores de Colombia, la Cámara de Riesgo Central de Contraparte de Colombia y a la inspección y vigilancia de la Superintendencia

Financiera de Colombia y se encuentran reglamentados por la Circular Básica Contable y Financiera (Circular externa 100 de 1995). Capítulo XVIII Instrumentos Financieros Derivados y Productos Estructurados, Capítulo XXI Reglas relativas a la administración de Riesgo de Mercado (y anexos correspondientes).

15.4.2. Normas Internas

El Manual de inversiones de la entidad.

15.5. Políticas

15.5.1. Perfil de riesgo

Dada la naturaleza de la operación, el propósito fundamental es disminuir y administrar eficientemente el riesgo cambiario, sobre activos o pasivos en moneda extranjera, orientados a mantener y mejorar el perfil de riesgo conservador de la entidad.

15.5.2. Políticas en materia de negociación de instrumentos financieros derivados

• El Front llevará a cabo la negociación de dichas operaciones, enfocadas exclusivamente al cubrimiento de riesgo de tipo de cambio de un determinado valor de activo o pasivo.

• Los tipos de operaciones que serán efectuadas por la entidad, se podrán realizar a través de los sistemas de negociación de valores autorizados por la Superintendencia Financiera de Colombia, así como en el mercado OTC Colombiano.

Teniendo en cuenta lo anterior, la entidad solo podrá realizar operaciones de derivados con fines de cobertura.

15.5.3. Política en Materia de Límites

Riesgo de concentración

Es el riesgo derivado de la inversión de los recursos, en valores o en activos de un mismo emisor o grupo de emisores relacionados entre sí. Se entenderá que existe un riesgo de concentración cuando la entidad contraiga riesgos de contraparte con un mismo emisor o grupo de emisores relacionados entre sí, que representen en términos de apalancamiento, más del **100%** del valor del cupo asignado por la contraparte.

La Entidad cuenta con una metodología aprobada por la Junta Directiva, para el otorgamiento de cupos de Emisor y Contraparte, la cual está descrita en el Acuerdo número 032 del 30 de noviembre de 2011, donde se especifica la metodología a utilizar en materia de otorgamiento de cupos.

En materia de límites individuales, estos estarán dados por el valor de la posición que se quiera cubrir, es decir el valor del activo o pasivo en moneda extranjera, expuesto a riesgo cambiario.

15.6. Procedimientos y requisitos para la realización de derivados

15.6.1. Operaciones de cobertura en OTC (Extrabursátil)

• Los instrumentos financieros derivados (forward) que ejecute el Icetex a través del mercado mostrador OTC, se entenderá en firme cuando se cuente con un contrato marco, el cual estará conformado por un texto, un suplemento y las cartas de confirmación de las operaciones realizadas.

• Para efectuar operaciones con instrumentos financieros derivados, el Icetex deberá contar con información de varias entidades que ofrezcan las cotizaciones requeridas.

• Es necesario que el Icetex cuente con cupos aprobados por las entidades financieras y conocer su valor.

• Para cada nueva transacción, las normas del acuerdo marco no necesitan ser renegotiadas y se aplican automáticamente.

15.6.2. Operaciones de cobertura a través de la Bolsa de Valores (Futuros)

Los derivados estandarizados son contratos transados por bolsa y en Colombia se negocian Futuros y Opciones. Se denominan estandarizados en aspectos como tamaño, fechas de vencimiento y tipo de liquidación y cumplimiento al vencimiento (efectivo o financiero), esta característica brinda la posibilidad de "entrar" y "salir" de las posiciones en cualquier momento, sin que sea una obligación permanecer con la posición hasta la fecha de vencimiento negociada.

La negociación de estos derivados estandarizados cuenta con una Cámara de Compensación denominada en Colombia, Cámara de Riesgo de Contraparte la cual se encarga de compensar y liquidar todas las operaciones realizadas. Esta Cámara elimina el riesgo de contraparte. En la Bolsa de Valores de Colombia para operaciones de derivados con tasa de cambio se encuentra el Futuro de TRM.

Riesgos. Entre los riesgos propios de los mercados de futuros, se encuentran:

Riesgo de mercado. Pérdidas en las posiciones abiertas cuando se presenten movimientos en contra de estas.

Riesgo por apalancamiento. Pequeños movimientos de mercado tienen un impacto proporcionalmente mayor en los fondos depositados. Puede darse un llamado a depositar nuevos recursos y no atender oportunamente estos llamados podría llevar al cierre de las posiciones.

Riesgo por coberturas imperfectas. Pueden existir diferencias en los movimientos de los precios del activo y de los futuros, lo cual minimiza la posibilidad de tener una cobertura completamente perfecta.

15.6.3. Trámites y Requisitos

Para poder realizar operaciones en los Mercados de Futuros es indispensable cumplir los siguientes requisitos y dar las órdenes de negociación a corredor certificado ante AMV como Operador con Especialidad Derivados:

• Abrir una Cuenta de Garantías en la CRCC firmando el Contrato Marco para la Celebración, Compensación y Liquidación de Operaciones sobre Derivados Estandarizados con Valores Bancolombia.

• Constituir unas garantías ante la Cámara de Riesgo Central de Contraparte, que soporten la operación, las cuales están expresadas en un porcentaje sobre el valor de la posición valorada a precios de mercado. El porcentaje requerido inicial es del 8%, que pueden estar representados en títulos TES o en efectivo.

Front

Recolección de Información

Respecto del análisis que debe hacer de los mercados financieros, acude a diferentes fuentes de información con el propósito de establecer la estrategia a desarrollar para operar los derivados:

- Bloomberg, sistema de información y transaccional financiero.
- Cotizaciones a los Bancos (Precios de los diferentes instrumentos).

Formulación de estrategias

A partir de la información recolectada, se identificarán activos que presentan la necesidad de cobertura, por el riesgo implícito en ellos.

Evaluación de Estrategias a Implementar

Una vez formuladas las posibles estrategias estas se someten a consideración del comité de inversiones de acuerdo al resultado de las siguientes variables:

- Monto del capital requerido.
- Nivel de cobertura.
- Duración de las posiciones.

Orden de Operación a la Entidad Financiera

Una vez definida la estrategia, da la orden de operación a la entidad financiera correspondiente.

15.7. Valoración del derivado

La valoración del instrumento debe realizarse en forma diaria a precio justo de intercambio, con el fin de determinar la utilidad o la pérdida del mismo. La Vicepresidencia Financiera será el área encargada de efectuar la valoración establecida por la Superintendencia Financiera de Colombia, aplicando el procedimiento establecidas por esta, en el anexo 3 del Capítulo XVIII.

El área de riesgos realizará un control dual, con la misma periodicidad de la valoración, con el fin de garantizar el correcto procedimiento y evaluación de la operación y de acuerdo al siguiente procedimiento.

15.7.1. Metodología de valoración operación forward peso-dólar americano

Todas las fórmulas de valoración de instrumentos financieros derivados, se deben trabajar con tasas de interés nominales simples y la base de cálculo 360 días.

La valoración de las operaciones 'forward' peso-dólar con plazo remanente inferior o igual al último plazo para el que exista información diaria publicada debe efectuarse utilizando las cotizaciones de 'puntos forward' (PIPS, expresados en COP/USD) registradas al cierre diario del mercado 'forward', publicadas por proveedores autorizados de precios y/o firmas de corretaje autorizadas que abarquen la mayor liquidez de ese mercado.

Para este caso particular se utiliza la información generada por ICAP Colombia (Broker electrónico y fuente global de información de los mercados financieros) diariamente.

Para valorar los forward tanto de compra como de venta se debe emplear el promedio de cierre de las cotizaciones de compra (bid) y de venta (ask), vale decir, **el precio mid**. (Consulta Bloomberg).

15.7.2. Cálculo de Pips para Plazo a Valorar

Para efectos de valoración de instrumentos financieros derivados con plazos remanentes que no correspondan directamente a los de las cotizaciones más líquidas publicadas, se calculan los 'puntos forward' para el respectivo plazo efectuando interpolaciones lineales simples entre las cotizaciones existentes más próximas a dicho plazo, utilizando la siguiente fórmula:



Para el cálculo de los Pips se elabora una tabla con dos columnas; una con el plazo que se obtiene en días y la otra con el precio mid de las cotizaciones de los puntos forward (se suma el precio Bid y el ask que se obtienen de las pantallas de bloomberg y se divide entre dos). Debido a que no se tiene información para el día 1, se emplea la fórmula anterior de interpolación Lineal para conocer el precio mid de este día. Las "X" hacen referencia a las tres primeras fechas de la tabla (X = día 1, X1, X2) y las "Y" hacen referencia a las dos primeras cotizaciones mid de la tabla (Y1, Y2). Con la información del día 1 se completa la tabla, la cual es indispensable para hallar los pips para cada uno de los días la cual se denomina curva de devaluación en pesos y las tasas forward interpoladas.

15.7.3. Cálculo de la tasa de interés cero cupón

Para traer a Valor Presente Neto (VPN), los flujos en pesos colombianos de los distintos instrumentos financieros derivados y productos estructurados, se utilizan las tasas cero cupón de acuerdo con los siguientes criterios:

• El Indicador Bancario de Referencia (IBR), cuando el plazo remanente de la operación se halle dentro de los plazos para los cuales exista cotización del mismo. Para descontar flujos a plazos inferiores al último plazo para el que exista cotización del IBR, se debe utilizar la correspondiente tasa cero cupón que se obtenga mediante la interpolación lineal de las tasas IBR conocidas más cercanas al plazo requerido.

• Para plazos comprendidos entre el último para el que existe cotización del IBR y el primero para el que existe tasa de interés del mercado 'Cross Currency Swap' (CCS), las entidades deben descontar los flujos utilizando la correspondiente tasa cero cupón que se

obtenga mediante la interpolación lineal de la tasa IBR para el último plazo y la tasa CCS (convertida a tasa cero cupón) para el primer plazo que exista.

• Para los plazos en los que existan tasas de interés del mercado CCS, publicadas diariamente en plataformas de suministro de información financiera, las tasas de descuento deben ser las correspondientes a dicha curva, convertidas a tasas cero cupón.

• Para descontar flujos a plazos intermedios en los que no haya directamente una cotización en tales plataformas, se deberá utilizar la correspondiente tasa cero cupón que se obtenga mediante la interpolación lineal de las tasas CCS conocidas más cercanas al plazo requerido.

15.7.4. Procedimiento para el cálculo de la tasa cero cupón

• Se toman como referencia la IBR overnight y la IBR mes vencido para 1 día y 1 mes respectivamente. De ahí en adelante se toman los contratos swaps CCS – Tasa Fija de Bloomberg desde 1 año hasta 10 años.

• Partiendo de dichas TIRES del mercado, se genera mediante el método bootstrapping, el cálculo de la curva cero cupón.

• Dicha curva también es útil para generar los flujos futuros de los CCS, cuando ellos se operen, para valoración de forward peso – dólar es suficiente con la curva cero comentada.

15.7.5. Valoración. Derecho – Obligación

Derecho

Para la liquidación y cálculo del derecho en una posición de venta, el cual será el valor correspondiente a la obligación de la contraparte, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\frac{N_{USD} * TCF}{1 + (r_k * k/360)}$$

Obligación

Para la liquidación y cálculo de la obligación en una posición de venta, el cual será el valor correspondiente al derecho de la contraparte, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\frac{N_{USD} * (TCRM_{spot} + PIPSk)}{1 + (r_k * k/360)}$$

NUSD = Valor nominal del contrato expresado en dólares americanos.

TCF = Tasa de cambio peso/dólar americano fijada en el contrato 'forward', dada en pesos por dólar.

k = Número de días que hay entre la fecha de valoración y la fecha de vencimiento.

PIPSk = Puntos forward (mid) del mercado forward peso-dólar americano en la fecha de valoración para un plazo de k días. Se expresa en pesos por unidad de dólar americano.

TCRMspot = Tasa de cambio representativa del mercado calculada el día de la valoración, dada en pesos por dólar americano.

rk = Tasa de interés cero cupón para un plazo de k días.

En la fecha de liquidación de la operación ($k = 0$) la expresión (1) se reduce a $NUSD * (TCF - TCRM_{spot})$. En todo caso, según la operación 'forward' se haya pactado con o sin entrega de los dólares americanos, la liquidación del instrumento por las partes puede efectuarse contra la TCRM vigente el día del cumplimiento o contra la TCRM calculada por la Superintendencia Financiera de Colombia en esa fecha o, en general, contra la tasa de cambio específica que hayan acordado las partes.

Middle

Gestión de Riesgos. Factores a considerar:

Tasa de cambio. Por ser un derivado cuyo subyacente es la tasa de cambio COP/USD, su valor depende de los movimientos de esta tasa, por lo cual se considera un factor de riesgo.

Riesgo tasa de interés. Es un factor de riesgo cuando en el derivado la tasa de interés que se utiliza para valorar un instrumento financiero tiene efectos en su valor.

Riesgo de contraparte. Dado que el forward es un derivado que se negocia en el mercado OTC podría ocurrir que la contraparte incumpliera con los compromisos, si se tuviera el PyG del forward a favor.

Plazo. Es un factor fundamental en el cálculo de la exposición potencial futura y de la exposición crediticia de cualquier instrumento financiero.

Valor del Subyacente. Se deben realizar análisis de escenarios que permitan cuantificar la sensibilidad de los precios justos de intercambio de los derivados ante cambios en el valor del subyacente.

15.7.6. VaR para Posiciones de Futuros o Forwards

El VaR es un concepto y una técnica muy utilizada para la medición de riesgo, difundida por J.P. Morgan en 1994, que cuantifica la exposición al riesgo de mercado por medio de técnicas estadísticas tradicionales, pero no es el único método existente. Hay otras herramientas que sirven para medir el riesgo tales como la convexidad, la duración, modelo de Montecarlo, el Back Testing, el Stress Testing, análisis de sensibilidad (griegas) entre otros.

En general el VaR se calcula utilizando dos métodos; los métodos paramétricos y los métodos no paramétricos. Para las posiciones en derivados se utilizará el método paramétrico; este toma como supuesto que los rendimientos del activo en cuestión se distribuyen de acuerdo a una curva de densidad de probabilidad normal, lo cual lleva a que este método no sea más que una aproximación probabilística para medir el riesgo del activo.

El VaR es una medida de la máxima pérdida esperada para un horizonte de tiempo y un nivel de confianza determinado. Responde a la pregunta ¿Cuánto puedo perder bajo un porcentaje de probabilidad en un intervalo de tiempo determinado? La anterior definición solo es válida en condiciones normales de mercado. En momentos de crisis y turbulencia la pérdida esperada se define por pruebas de stress o valores extremos.

En la medición de riesgo usando el VaR para posiciones de Futuros o Forwards, las diferencias en la operación de estos derivados no importan, por lo que el procedimiento es similar. En el cálculo del VaR tendríamos en cuenta la siguiente fórmula o producto:

$$VaR = k * \sigma * x * F * \sqrt{t}$$

Donde:

K = Nivel de Confianza.

σ = Desviación Estándar (volatilidad).

x = Número de Contratos.

F = Valor del futuro por contrato en el mercado.

\sqrt{t} = Raíz cuadrada del horizonte de tiempo cálculo del VaR.

El anterior procedimiento en algunos casos requiere contar con información de volatilidades y correlaciones que es preciso calcularla debido a que no es posible obtenerla ya estimada. Si por ejemplo se tiene un Futuro o Forward a cuatro meses y la información con que se cuenta de volatilidades y correlación es la de 3 o 6 meses, se hace necesario efectuar un mapeo de la posición ya que no contamos con la información que se necesita de 4 meses por lo que se debe descomponer la posición en dos posiciones equivalentes.

El concepto de backtesting es esencial para calibrar y evaluar el modelo VaR. Para realizar el backtesting es necesario comparar el VaR observado con las pérdidas o ganancias reales. Con esto se ve realmente si el modelo está ajustándose de manera satisfactoria al modelo y si no es necesario recalibrar el modelo para que se ajuste mejor al momento y tiempo del mercado.

(C.F.).

ESTABLECIMIENTOS PÚBLICOS

Instituto Colombiano de Bienestar Familiar
Cecilia la Fuente de Lleras
Regional Arauca

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 1461 DE 2012

(octubre 30)

por la cual se reconoce una Personería Jurídica a la Asociación de Padres de Familia y Vecinos del Hogar Infantil Amiguitos R.U.T N° 882.002.083-0.

La Directora Regional del Instituto Colombiano de Bienestar Familiar de Arauca, en uso de las facultades legales y estatutarias, en especial las conferidas en el artículo 21 numeral 8 de la Ley 7ª de 1979, el artículo 2º del Decreto número 276 de 1988, la Ley 1098 de 2006 y la Resolución número 3899 de 2010, y demás normas pertinentes emanadas del Instituto Colombiano de Bienestar Familiar, y

CONSIDERANDO:

Que el Instituto Colombiano de Bienestar Familiar Cecilia de las Fuentes de Lleras, le están asignadas entre otras funciones asistir al Presidente de la República en la Inspección y Vigilancia de que trata el numeral 26 del artículo 189 de la Constitución Política sobre las instituciones de utilidad común que tengan como objeto la protección de la familia y de los niños, niñas y adolescentes y dictar las normas administrativas indispensables para regular la prestación del servicio, el cumplimiento pleno de sus objetivos y el funcionamiento del Sistema Nacional de Bienestar Familiar- SNBF.

Que la Ley 7ª de 1979 y el Decreto número 1137 de 1999, establecieron normas para la protección de la niñez y el fortalecimiento de la Familia, crearon y organizaron el Sistema Administrativo de Bienestar Familiar, reorganizaron y reestructuraron el ICBF y establecieron que el Bienestar Familiar es un servicio público a cargo del Estado el cual se prestará por medio del SNBF.

Que de conformidad con los artículos 8º y 27 del Decreto número 2388 de 1979, todos los organismos, instituciones o entidades de carácter público o privado que habitualmente realicen actividades relacionadas con la protección preventiva y especial de los niños, niñas y adolescentes, la garantía de sus derechos y la realización e integración armónica de la familia, deben ceñirse a las normas del SNBF.

Que el artículo 16 de la Ley 1098 de 2006, establece el deber de vigilancia del Estado a todas las personas naturales o jurídicas, con personería jurídica expedida por el ICBF o sin ella, que aún con la autorización de los padres o representantes legales, alberguen o cuiden a los niños, niñas o adolescentes, y ratifica la competencia del ICBF como ente rector, coordinador y articulador del SNBF, para otorgar, reconocer, renovar, suspender y cancelar las personerías jurídicas y licencias de funcionamiento a las instituciones del sistema.

Que en Resolución número 3899 de septiembre 8 de 2010, proferida por la Dirección General del ICBF "por la cual se establece el régimen especial para otorgar, reconocer, suspender, renovar y cancelar las personerías jurídicas y licencias de funcionamiento a las instituciones del Sistema Nacional de Bienestar Familiar, que prestan servicios de protección integral, y para autorizar a los organismos acreditados para desarrollar el programa de adopción internacional.

Que el artículo 4º de la Resolución número 3899 de 2010, establece la delegación en los Directores Regionales del ICBF, la competencia para otorgar, reconocer, suspender, renovar y cancelar las personerías jurídicas y licencias de funcionamiento a las instituciones del Sistema Nacional de Bienestar Familiar que prestan servicios de protección integral, igualmente, estos podrán aprobar reformas estatutarias, recibir la inscripción de sus re-

presentantes legales, órganos directivos y demás dignatarios y ejercer la correspondiente inspección, vigilancia y control.

Que en el Título II de la Resolución número 3899 de 2010, se reglamenta todo lo relacionado con el otorgamiento, reconocimiento, suspensión y cancelación de las personas jurídicas a las instituciones del SNBF que presten servicio de protección integral a los niños, niñas y adolescentes y a sus familias.

Que la representante legal de la Asociación de Padres de Familia y Vecinos del Hogar Infantil Amiguitos, Rocío del Pilar González González, identificada (o) con cédula de ciudadanía número 68302456 expedida en la ciudad de Tame, radica escrito en la Unidad de Correspondencia de la Sede Regional Arauca, bajo el número 006314 de octubre 26 de 2012, en donde solicitó reconocimiento de la Personería Jurídica de la mencionada Asociación.

Que la Regional Arauca desde la Coordinación del Grupo Jurídico, verificó el lleno de los requisitos legales, establecidos en la Resolución número 3899 de septiembre 8 de 2010, aplicando los instrumentos que existen para tal fin.

Que la Coordinadora del Grupo Jurídico, una vez aplicados los instrumentos para la verificación de los requisitos para el reconocimiento de la personería jurídica, conceptúo que una vez verificado los requisitos mínimos, se pudo establecer que la Entidad sin ánimo de lucro denominada Asociación de Padres de Familia y Vecinos del Hogar Infantil Amiguitos, se le puede reconocer su personería jurídica.

Por lo anteriormente expuesto, la Directora Regional del Instituto Colombiano de Bienestar Familiar de Arauca,

RESUELVE:

Artículo 1°. *Reconocer* Personería Jurídica a la Asociación de Padres de Familia y Vecinos del Hogar infantil amiguitos R.U.T número 882.002.083-0, entidad sin ánimo de lucro que hace parte del Sistema Nacional de Bienestar Familiar.

Artículo 2°. *Inscribir* como representante legal de la Asociación de Padres de Familia y Vecinos del Hogar Infantil Amiguitos, a la señora Rocío del Pilar González González, identificada (o) con cédula de ciudadanía número 68302456 expedida en la ciudad de Tame.

Artículo 3°. *Notificar* el contenido de la presente resolución en los términos establecidos por los artículos 67 y 68 de la Ley 1437 de enero 18 de 2011, por medio de la cual se expidió el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, la cual se hará por intermedio del Grupo Jurídico.

Artículo 4°. Contra la presente resolución procede el recurso de reposición ante la Dirección Regional ICBF Arauca, el cual deberá interponerse dentro de los cinco (5) días siguientes a la notificación del presente acto administrativo.

Artículo 5°. La presente resolución rige a partir de su ejecutoria y deberá ser publicada en el *Diario Oficial* por cuenta de la Asociación de Padres de Familia y Vecinos del Hogar Infantil Amiguitos.

Notifíquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Arauca, Arauca, a 30 de octubre de 2012.

La Directora Regional Arauca,

Olga Niño López.

Imprenta Nacional de Colombia. Recibo Banco Agrario 0830831. 30-X-2012. Valor \$48.300.

RESOLUCION NÚMERO 1533 DE 2012

(noviembre 8)

por la cual se reconoce una Personería Jurídica a la Asociación de Padres de Familia del Hogar Infantil Fresitas R.U.T número 834.000.039-2

La Directora Regional del Instituto Colombiano de Bienestar Familiar de Arauca, en uso de las facultades legales y estatutarias, en especial las conferidas en el artículo 21 numeral 8 de la Ley 7ª de 1979, el artículo 2 del Decreto número 276 de 1988, la Ley 1098 de 2006 y la Resolución número 3899 de 2010, y demás normas pertinentes emanadas del Instituto Colombiano de Bienestar Familiar, y

CONSIDERANDO:

Que el Instituto Colombiano de Bienestar Familiar Cecilia de la Fuentes de Lleras, le están asignadas entre otras funciones, asistir Presidente de la República en la Inspección y Vigilancia de que trata el numeral 26 del artículo 189 de la Constitución Política sobre las instituciones de utilidad común que tengan como objeto la protección de la familia y de los niños, niñas y adolescentes y dictar las normas administrativas indispensables para regular la prestación del servicio, el cumplimiento pleno de sus objetivos y el funcionamiento del Sistema Nacional de Bienestar Familiar- SNBF.

Que la Ley 7ª de 1979 y el Decreto número 1137 de 1999, establecieron normas para la protección de la niñez y el fortalecimiento de la Familia, crearon y organizaron el Sistema Administrativo de Bienestar Familiar, reorganizaron y reestructuraron el ICBF y establecieron que el Bienestar Familiar es un servicio público a cargo del Estado el cual se prestará por medio del SNBF.

Que de conformidad con los artículos 8º y 27 del Decreto número 2388 de 1979, todos los organismos, instituciones o entidades de carácter público o privado que habitualmente realicen actividades relacionadas con la protección preventiva y especial de los niños, niñas y adolescentes, la garantía de sus derechos y la realización e integración armónica de la familia, deben ceñirse a las normas del SNBF.

Que el artículo 16 de la Ley 1098 de 2006, establece el deber de vigilancia del estado a todas las personas naturales o jurídicas, con personería jurídica expedida por el ICBF o sin ella, que aún con la autorización de los padres o representantes legales, alberguen o cuiden a los niños, niñas o adolescentes, y ratifica la competencia del ICBF como ente

rector, coordinador y articulador del SNBF, para otorgar, reconocer, renovar, suspender y cancelar las personerías jurídicas y licencias de funcionamiento a las instituciones del sistema.

Que en Resolución número 3899 de septiembre 8 de 2010, proferida por la Dirección General del ICBF “por la cual se establece el régimen especial para otorgar, reconocer, suspender, renovar y cancelar las personerías jurídicas y licencias de funcionamiento a las instituciones del Sistema Nacional de Bienestar Familiar, que prestan servicios de protección integral, y para autorizar a los organismos acreditados para desarrollar el programa de adopción internacional”.

Que el artículo 4º de la Resolución número 3899 de 2010, establece la delegación en los Directores Regionales del ICBF, la competencia para otorgar, reconocer, suspender, renovar y cancelar las personerías jurídicas y licencias de funcionamiento a las instituciones, del Sistema Nacional de Bienestar Familiar que prestan servicios de protección integral, igualmente, estos podrán aprobar reformas estatutarias, recibir la inscripción de sus representantes legales, órganos directivos y demás dignatarios y ejercer la correspondiente inspección, vigilancia y control.

Que en el Título II de la Resolución número 3899 de 2010, se reglamenta todo lo relacionado con el otorgamiento, reconocimiento, suspensión y cancelación de las personas jurídicas a las instituciones del SNBF que presten servicio de protección integral a los niños, niñas y adolescentes y a sus familias.

Que la representante legal de la Asociación de Padres de Familia del Hogar Infantil Fresitas, Sandra Yaneth González Arredondo, identificada (o) con cédula de ciudadanía número 30187835 expedida en la ciudad de Fortul, radica escrito en la Unidad de Correspondencia de la Sede Regional Arauca, bajo el número 006579 de noviembre 7 de 2012, en donde solicitó reconocimiento de la Personería Jurídica de la mencionada Persona Jurídica Sin Animo de Lucro.

Que la Regional Arauca desde la Coordinación del Grupo Jurídico, verificó el lleno de los requisitos legales, establecidos en la Resolución número 3899 de septiembre 8 de 2010, aplicando los instrumentos que existen para tal fin.

Que la Coordinadora del Grupo Jurídico, una vez aplicados los instrumentos para la verificación de los requisitos para el reconocimiento de la personería jurídica, conceptúo que una vez verificado los requisitos mínimos, se pudo establecer que la Entidad sin ánimo de lucro denominada Asociación de Padres de Familia Hogar Infantil Fresitas, se le puede reconocer su personería jurídica.

Por lo anteriormente expuesto, la Directora Regional del Instituto Colombiano de Bienestar Familiar de Arauca,

RESUELVE:

Artículo 1°. *Reconocer* Personería Jurídica a la Asociación de Padres de Familia del Hogar Infantil Fresitas R.U.T número 834.000.039-2, entidad sin ánimo de lucro que hace parte del Sistema Nacional de Bienestar Familiar.

Artículo 2°. *Inscribir* como representante legal de la Asociación de Padres de Familia del Hogar Infantil Fresitas, a la señora Sandra Yaneth González Arredondo, identificada (o) con cédula de ciudadanía número 30187835 expedida en la ciudad de Fortul.

Artículo 3°. *Notificar* el contenido de la presente resolución en los términos establecidos por los artículos 67 y 68 de la Ley 1437 de enero 18 de 2011, por medio de la cual se expidió el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, la cual se hará por intermedio del Grupo Jurídico.

Artículo 4°. Contra la presente resolución procede el recurso de reposición ante la Dirección Regional ICBF Arauca, el cual deberá interponerse dentro de los cinco (5) días siguientes a la notificación del presente acto administrativo.

Artículo 5°. La presente resolución rige a partir de su ejecutoria y deberá ser publicada en el *Diario Oficial* por cuenta de la Asociación de Padres de Familia y Vecinos del Hogar Infantil Amiguitos.

Notifíquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Arauca, Arauca, a 8 de noviembre de 2012.

La Directora Regional Arauca,

Olga Niño López.

Imprenta Nacional de Colombia. Recibo Banco Agrario 0830870. 09-XI-2012. Valor \$46.800.

Regional Bogotá

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 2241 DE 2012

(diciembre 17)

por la cual se otorga licencia de funcionamiento bienal a la Institución denominada Fundación Los Pisingos.

El Profesional Universitario con funciones de Director Regional Bogotá del Instituto Colombiano de Bienestar Familiar, en uso de sus facultades legales y estatutarias y, en especial, las referendadas en el párrafo del artículo 11 de la Ley 1098 del 2006 “Código de la Infancia y la Adolescencia, Decreto 276 de 1988, Decreto 2388 de 1979, Decreto 1422 de 1996, artículo 21 numeral 8 de la Ley 7ª de 1979, y Resolución 3899 del 8 de septiembre de 2010, que versan sobre la función de otorgar, reconocer y cancelar las personerías jurídicas, así como otorgar, renovar y/o negar licencias de funcionamiento a las instituciones de utilidad común que presten el servicio de Bienestar Familiar, y demás normas pertinentes, emanadas del Instituto Colombiano de Bienestar Familiar,

CONSIDERA:

Primero. Que mediante Resolución número 2087 del 23 de noviembre de 2012, emanada del Instituto Colombiano de Bienestar Familiar, se otorgó Licencia de Funcionamiento Provisional a la Fundación Los Pisingos, teniendo en cuenta que por parte de la Institución se cumplía con todos los requisitos legales, técnico y administrativo, excepto con los requisitos financieros de acuerdo a la Resolución número 3899 de 2010.

Segundo. Que la Resolución número 2087 del 23 de noviembre de 2012, fue notificado en legal forma el día 26 de noviembre de la presente anualidad, al señor Álvaro Arango Correa, manifestando que renuncia a términos por encontrarse de acuerdo con el acto administrativo, quedando por consiguiente en firme.

Tercero. Que el representante legal de la Fundación Los Pisingos, por medio de memorando número 041832 del 11 de diciembre de 2012, envía los soportes financieros en el cual refiere que todas sus obligaciones fueron canceladas en su totalidad.

Cuarto. Que según memorando número 036126 del 17 de diciembre de 2012, remitido por el Grupo de Protección, de acuerdo a la visita realizada a la Institución el día 13 de diciembre de 2012, para revisión de cumplimiento de criterios financieros pendientes se emite Concepto Favorable.

Quinto. Que la Fundación Los Pisingos, deberá tener en cuenta y dar cumplimiento las Leyes 9ª de 1989, 338 de 1997, 9ª de 1979, Decreto 2811 de 1974 y demás normas que las modifiquen, adiciones o deroguen, que versan sobre el uso de suelo y sanitarias, en cuanto al inmueble para el cual se otorga la presente Licencia de Funcionamiento.

Sexto. Que de acuerdo al memorando número 036126, se observa que la Fundación Los Pisingos, cumple con los requisitos financieros de la Resolución número 3899 del 8 de septiembre de 2010, con los estándares de calidad y lineamientos internos del Instituto Colombiano de Bienestar Familiar, por consiguiente se considera viable otorgar Licencia de Funcionamiento Bial, por el término de veintitrés (23) meses nueve (9) días, conforme al artículo 13 parágrafo 2º de la Resolución número 03899 del 8 de septiembre del 2010, emanada por la Dirección General en el cual se estipula: *El término de la Licencia de Funcionamiento Provisional se descontará del término establecido para la Licencia Bial si se han cumplido los requisitos para su otorgamiento*”, lo anterior siendo consecuente con la Resolución número 2087 del 23 de noviembre de 2012, por medio de la cual se otorgó Licencia de Funcionamiento Provisional por el término de tres meses a la Fundación en mención.

Que por lo anteriormente expuesto la Dirección Regional Bogotá,

RESUELVE:

Artículo 1º. Otorgar Licencia de Funcionamiento Bial por el término de veintitrés (23) meses nueve (9) días a la Institución sin ánimo de lucro denominada Fundación Los Pisingos, para prestar el servicio en el inmueble ubicado en la Carrera 7 No. 158-41, Barrio San Cristóbal Norte, en la ciudad de Bogotá, con el fin de desarrollar la modalidad de Diagnóstico y Acogida de 0 a 8 años de edad, con una capacidad máxima instalada de noventa (90) cupos.

Artículo 2º. Dicha Licencia deberá renovarse mediante solicitud escrita, presentada por el Representante Legal a esta Dirección Regional con dos (2) meses de anterioridad a su vencimiento.

Artículo 3º. Dentro del plazo la Entidad deberá acatar y dar cumplimiento a las recomendaciones dadas por el Grupo de Protección, para lo cual podrá contar con la asesoría del ICBF, mediando solicitud de los interesados.

Artículo 4º. La Licencia de Funcionamiento concedida no autoriza a la entidad para desarrollar actividades distintas a las contenidas en sus estatutos, ni para adelantar programas de adopción, o actividades diferentes a las contenidas en las normas que regulan la prestación del servicio público de Bienestar Familiar.

Artículo 5º. Notificar la presente resolución personalmente, a través del Representante Legal o Apoderado de la Institución, dentro de los cinco (5) días siguientes a su expedición o, si no se pudiere realizar en dicho término, esta se realizará por medio de aviso, según lo contemplado en el artículo 69, de la Ley 1437 de 2011.

Artículo 6º. Contra el presente acto administrativo procede el recurso de reposición, ante el Director Regional del ICBF, el cual deberá interponerse por escrito en la diligencia de notificación personal, o dentro de los diez (10) días siguientes a ella, o a la notificación por aviso, o al vencimiento del término de publicación, según el caso.

Artículo 7º. La presente resolución rige a partir de la fecha de su ejecución.

Notifíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 17 de diciembre de 2012.

El Profesional Universitario con Funciones de Director ICBF Regional Bogotá,

Édgar Ricardo Lombo Bastidas.

Imprenta Nacional de Colombia. Recibo 21202100. 19-XII-2012. Valor \$248.000.

Hospital Militar Central
Dirección General

HACE CONSTAR:

Que el día 9 de noviembre de 2012, falleció en la ciudad de Bogotá el señor Francisco Benjamín Méndez Acosta, quien en vida se identificaba con la cédula de ciudadanía número 19378699 de Bogotá y era funcionario público en servicio activo. Que la señora Luz Elena Guzmán González, identificada con la cédula de ciudadanía número 51680673 de Bogotá, en calidad de cónyuge supérstite; así como la señora Julia Alejandrina Méndez Acosta, esta

última a través de apoderado, identificada con la cédula de ciudadanía número 41797170 de Bogotá, en calidad de tía de la señora Paola Andrea Méndez Rincón identificada con cédula de ciudadanía número 52957712 hija del causante en estado de discapacidad, solicitan a la entidad en su calidad de empleador el reconocimiento y pago de los haberes laborales adeudados al extinto funcionario con ocasión de su retiro del servicio, como consecuencia de su muerte. Que dentro del término de un (1) mes deben presentarse a reclamar las personas que se consideren con igual o mejor derecho que los (as) solicitante (s).

Primer aviso.

(C. F.)

VARIOS

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 1086 DE 2012

(diciembre 18)

por la cual se fijan las tarifas para el cobro de los servicios de evaluación y seguimiento de licencias, permisos, autorizaciones y demás instrumentos de control y manejo ambiental y se dictan otras disposiciones.

La Directora General de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), en uso de sus facultades legales, en especial de las conferidas en el artículo 28 de la Ley 344 de 1996, modificado por el artículo 96 de la Ley 633 de 2000, y

CONSIDERANDO:

Que el artículo 28 de la Ley 344 de 1996, modificado por el artículo 96 de la Ley 633 de 2000, faculta a las autoridades ambientales para cobrar los servicios de evaluación y seguimiento de la licencia ambiental, autorizaciones y demás instrumentos de control y manejo ambiental, establecidos en la ley o los reglamentos.

Que para tales efectos, la norma en mención establece el sistema y método de cálculo que deben aplicar las autoridades ambientales para la fijación de la tarifa por cobrar por concepto de los servicios de evaluación y seguimiento.

Que mediante Decreto 3573 del 27 de septiembre de 2011, expedido por el Gobierno Nacional, en uso de las facultades extraordinarias conferidas mediante la Ley 1444 de 2011, se crea la Unidad Administrativa Especial del orden nacional, denominada Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), como un organismo técnico con autonomía administrativa y financiera encargada del estudio, aprobación y expedición de licencias, permisos y trámites ambientales.

Que dentro de las funciones asignadas a la ANLA, se encuentra la de realizar los cobros por concepto de los servicios de evaluación y seguimiento en los casos previstos en el artículo 28 de la Ley 344 de 1996 modificada por el artículo 96 de la Ley 633 de 2000, en los asuntos de su competencia.

Que en virtud de lo anterior la ANLA profirió la Resolución 260 del 28 de diciembre de 2011, mediante la cual se fijan las tarifas para el cobro de los servicios de evaluación y seguimiento de la licencia ambiental, autorizaciones y demás instrumentos de control y manejo ambiental establecidos en la ley o los reglamentos.

Que como consecuencia de la reorganización del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y con la creación de la ANLA, unos trámites quedaron en cabeza del Ministerio, sobre los cuales se requiere el apoyo logístico y administrativo de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, por lo que se decidió suscribir entre ambas entidades el Convenio Interadministrativo de Asociación número 06 del 20 de abril de 2012, estableciendo como objeto del mismo, aunar esfuerzos técnicos, administrativos, humanos, logísticos y financieros para adelantar las actuaciones que se requieran, en los trámites de competencia del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Que teniendo en cuenta lo anterior, en la Resolución 260 de 2011, no se contempló ciertos trámites, permisos, concesiones o autorizaciones que en el marco del mencionado Convenio Interadministrativo debe adelantar la ANLA.

Que es necesario garantizar y disponer de los recursos logísticos, físicos y financieros indispensables para asegurar la prestación del servicio, e incorporarlos dentro de la norma de cobro y establecer la correspondiente estructura, aplicando el sistema y método previsto en la Ley 633 de 2000.

Que con el propósito de dotar de seguridad jurídica a los destinatarios y evitar la dispersión y proliferación normativa, la presente norma es la única en materia de cobro por servicios de evaluación y seguimiento de la licencia ambiental, autorizaciones y demás instrumentos de control y manejo ambiental, establecidos en la ley o los reglamentos de competencia de la ANLA.

Que en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:
CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1º. *Valor del proyecto.* El valor del proyecto, obra o actividad comprende la sumatoria de los costos de inversión y operación, definidos de la siguiente manera:

- a) Costos de inversión.
- i) Los estudios de prefactibilidad, factibilidad y diseño.
- ii) La adquisición de los predios, terrenos y servidumbres.

- iii) Los costos de reasentar o reubicar los habitantes de la zona.
 - iv) Las obras civiles principales y accesorias asociadas al proyecto.
 - v) La adquisición de equipos principales y auxiliares.
 - vi) El montaje de los equipos.
 - vii) La interventoría de la construcción de las obras civiles y del montaje de los equipos.
 - viii) La ejecución del Plan de Manejo Ambiental.
 - ix) Todos los demás costos de inversión que hacen posible la obtención de beneficios económicos para el propietario.
- b) Costos de operación. Comprende los costos requeridos para la administración, operación y mantenimiento durante la vida útil hasta el desmantelamiento del proyecto, obra o actividad e incluye lo siguiente:
- i) Valor de las materias primas para la producción del proyecto.
 - ii) La mano de obra calificada y no calificada utilizada para la administración, operación y mantenimiento del proyecto, obra o actividad.
 - iii) Pagos de arrendamientos, servicios públicos, seguros y otros servicios requeridos.
 - iv) Los costos requeridos para el desmantelamiento del proyecto, obra o actividad.
 - v) Los costos en que incurre la empresa, para la recolección, almacenamiento, acopio, transporte, manejo y disposición final de residuos.
 - vi) Todos los demás costos y gastos de operación que permiten la obtención de beneficios económicos para el propietario.

Parágrafo 1°. Para actividades de importación, el valor del proyecto está compuesto por el valor de los bienes importados a precios "CIF", en puerto o aeropuerto colombiano, según el caso, más los costos y gastos requeridos para el desembarque, almacenamiento y manejo en el puerto o aeropuerto colombiano e inclusive los costos y gastos requeridos para el transporte de los bienes importados desde el puerto o aeropuerto hasta el sitio de almacenamiento o distribución en el país, según sea el caso. Igualmente, el valor del proyecto incluye los costos del Plan de Manejo Ambiental.

Parágrafo 2°. El valor del proyecto, obra o actividad no incluye:

- a) Las cifras destinadas al pago de impuestos o contribuciones fiscales o parafiscales en la República de Colombia por la adquisición de los bienes y servicios requeridos para la construcción y operación del proyecto, obra o actividad.
- b) El pago de intereses por financiamiento.
- c) El valor de las materias primas cuya producción o importación goce de licencia ambiental debidamente expedida por la autoridad ambiental competente.
- d) La depreciación de activos fijos.

Parágrafo 3°. **Necesidad de diagnóstico ambiental de alternativas y diagnóstico ambiental de alternativas.** Teniendo en cuenta que para esta fase de evaluación no se ha determinado el valor del proyecto, no se requiere informar costos. Para tal efecto se cobrará la tarifa fijada en la tabla número 11, contenida en el artículo 19 de la presente resolución.

Artículo 2°. **Obligación de informar.** Los usuarios del servicio de evaluación y seguimiento deberán reportar a la ANLA, los costos de inversión y operación de acuerdo con lo previsto en el artículo 1° de esta resolución.

Los beneficiarios de una licencia ambiental, dictamen técnico ambiental, plan de manejo ambiental, plan de recuperación o restauración ambiental, de un permiso, concesión, autorización y demás instrumentos de control y manejo ambiental establecidos en la ley y los reglamentos, deberán entregar en el mes de enero de cada año los costos anuales del proyecto, obra o actividad. Vencido este plazo sin que se hubiere recibido información alguna por este concepto, se procederá a fijar la tarifa correspondiente de conformidad a las tablas previstas en esta resolución.

Parágrafo 1°. El beneficiario de una licencia ambiental u otro instrumento de control y manejo ambiental, deberá indicar mediante oficio a la ANLA, la fecha de inicio de las actividades del proyecto.

Parágrafo 2°. La ANLA, se reserva la facultad de verificar la veracidad de la información suministrada.

Artículo 3°. **Servicios susceptibles de cobro.** Los servicios que prestará la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, son los siguientes:

1. Evaluación. Es el proceso que adelanta la ANLA por el cual se estudian las solicitudes presentadas por los usuarios para la obtención de licencia ambiental, permisos, autorizaciones y demás instrumentos de control y manejo ambiental, con el objetivo de tomar una decisión respecto de la petición. Este proceso incluye la evaluación del Diagnóstico Ambiental de Alternativas.

2. Seguimiento. Es el proceso que adelanta la ANLA, para revisar el cumplimiento de la normatividad ambiental vigente y las obligaciones contenidas en la licencia ambiental, permisos, autorizaciones y demás instrumentos de control y manejo ambiental otorgado y comprende las etapas de construcción, operación y abandono.

Artículo 4°. **Autorizaciones que requieren evaluación.** Requieren el servicio de evaluación por parte de la ANLA, los siguientes instrumentos de control y manejo ambiental y la demás que le sean asignadas por la ley y los reglamentos:

- 1. Licencia ambiental.
- 2. Modificación de la licencia ambiental.
- 3. Plan de manejo ambiental y/o sus modificaciones.

- 4. Plan de recuperación o restauración ambiental y/o sus modificaciones.
- 5. Dictamen Técnico Ambiental y/o sus modificaciones.
- 6. Sistema de recolección selectiva y gestión ambiental de residuos de computadores y/o periféricos; pilas y/o acumuladores; residuos de bombillas y llantas usadas.
- 7. Autorización para la importación y exportación de especímenes de la diversidad biológica NO contempladas en los apéndices de la Convención CITES.
- 8. Permiso de estudio con fines de investigación científica en diversidad biológica.
- 9. Permiso como proveedor de marcaje electrónico.
- 10. Permisos, concesiones y autorizaciones ambientales y/o sus modificaciones.
- 11. Autorización para exportación de residuos peligrosos—Movimiento Transfronterizo.
- 12. Certificado de emisión de prueba dinámica, uso propio y comercial y sus modificaciones.
- 13. Plan de gestión de devolución posconsumo de fármacos, medicamentos vencidos y baterías usadas, ácido y plomo.
- 14. Demás instrumentos de control y manejo ambiental.

Artículo 5°. **Autorizaciones que requieren seguimiento.** Requieren el servicio de seguimiento por parte de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, los siguientes instrumentos de control y manejo ambiental y las demás que le sean asignadas por la ley y los reglamentos:

- 1. Licencia ambiental.
- 2. Plan de manejo ambiental.
- 3. Plan de manejo, recuperación o restauración ambiental.
- 4. Dictamen técnico ambiental.
- 5. Sistema de recolección selectiva y gestión ambiental de residuos de computadores y/o periféricos; pilas y/o acumuladores; residuos de bombillas y llantas usadas.
- 6. Permisos, concesiones y autorizaciones.
- 7. Permiso como proveedor de marcaje electrónico.
- 8. Permiso de estudios con fines de investigación científica en diversidad biológica.
- 9. Autorización para exportación de residuos peligrosos—movimiento transfronterizo.
- 10. Certificado de emisión de prueba dinámica uso comercial.
- 11. Plan de gestión de devolución posconsumo de fármacos, medicamentos vencidos y baterías usadas, ácido y plomo.
- 12. Demás instrumentos de control y manejo ambiental.

CAPÍTULO II

Componentes de la tarifa por concepto del servicio de evaluación y seguimiento

Artículo 6°. De conformidad con el sistema y método previsto en el artículo 96 de la Ley 633 de 2000, los cobros por concepto de los servicios de evaluación y seguimiento ambiental, serán utilizados para sufragar los costos en que deba incurrir la ANLA para la prestación de esos servicios. La tarifa incluirá:

a) Honorarios. Corresponde al valor de los honorarios de los profesionales o contratistas nacionales e internacionales requeridos para realizar las labores de evaluación y seguimiento. Se calculará tomando como referencia los toques máximos de sueldos vigentes fijados por el Ministerio de Transporte, al total de los profesionales-mes o contratistas-mes establecidos en la presente Resolución.

Los profesionales-mes o contratistas-mes requeridos para el servicio de evaluación y seguimiento se establecen en las tablas referidas en los artículos 16, 17, 18, 19, 20, 22, 23, 24 y 25 de la presente resolución, y los profesionales-mes destinados por otras autoridades ambientales para la expedición de los conceptos que les competen, se establecen en la tabla referida en el citado artículo 20.

Para el cálculo de los honorarios y viáticos de los profesionales internacionales se aplicarán las escalas tarifarias del PNUD.

b) Gastos de viaje y viáticos. Corresponde al valor de los gastos de transporte y viáticos por concepto de visitas requeridas para realizar las labores de evaluación y seguimiento.

El valor del transporte se calculará aplicando las tarifas de transporte público vigentes en el momento de la liquidación, por el número de visitas a la zona del proyecto establecidas en la presente Resolución. En caso de no existir transporte público hasta el sitio del proyecto, el valor de estos gastos sólo cubrirá los transportes hasta el sitio más próximo al proyecto, y el transporte entre dicho sitio y el sitio del proyecto, deberá ser suministrado o sufragado directamente por el interesado.

El valor de los viáticos se calculará aplicando la escala vigente que expida el Gobierno Nacional al momento de liquidar las tarifas, por el tiempo de duración de las visitas establecidas en la presente Resolución.

El número y la duración de las visitas se establecen en las tablas referidas en los artículos 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24 y 25 de la presente Resolución.

c) Análisis y Estudios. Corresponde al valor de los análisis de laboratorio u otros trabajos técnicos requeridos para realizar las labores de evaluación y seguimiento.

El valor de los análisis de laboratorio y de otros trabajos técnicos requeridos por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales para la evaluación o seguimiento, podrá ser cancelado mediante pago directo a la persona natural o jurídica que preste el servicio, o mediante liquidación efectuada por la ANLA adicionando el porcentaje de gastos de administración.

d) Gastos de Administración. Corresponde al valor que anualmente fijará el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, por gastos de administración en que incurra la entidad por concepto de servicios de evaluación y seguimiento.

Artículo 7°. *Método*, cálculo y *tarifa*. Se calculará aplicando el porcentaje de gastos de administración, a la sumatoria de los costos señalados en los literales a), b) y c) anteriores.

Parágrafo 2°. Sin perjuicio de que se otorgue o no la licencia ambiental, autorización, concesión, permiso o instrumento de control y manejo ambiental, o se establezca o no el Plan de Manejo Ambiental, el interesado deberá cancelar el cargo por evaluación.

CAPÍTULO III

Procedimiento de liquidación de los servicios de evaluación y seguimiento ambiental

Artículo 8°. *Procedimiento de cobro por el servicio de evaluación*. La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales dentro de los diez (10) días siguientes a la presentación de la solicitud de liquidación del servicio de evaluación de licencia ambiental, plan de manejo ambiental, plan de recuperación o restauración ambiental, dictamen técnico ambiental, permiso, concesión y autorización, enviará al interesado la liquidación de cobro para su cancelación.

Parágrafo 1°. Una vez el usuario cancele la tarifa por el servicio de evaluación, se prestará el correspondiente servicio.

Parágrafo 2°. Cuando la liquidación por el servicio de evaluación incluya cobros a otras autoridades ambientales, el usuario cancelará el costo del servicio una vez se preste el servicio de evaluación.

Parágrafo 3°. Cuando el proyecto requiera concepto sobre la necesidad de presentar diagnóstico ambiental de alternativas que amerite visita técnica o la evaluación del documento diagnóstico ambiental de alternativas, se procederá a realizar el cobro teniendo en cuenta las categorías, dedicación y duración de las visitas de los profesionales de la ANLA requeridos por este concepto, de conformidad con la tabla 11.

Artículo 9°. *Reliquidación del servicio de evaluación*. Al finalizar el servicio de evaluación, la ANLA podrá reliquidar el cargo por este concepto para considerar los eventuales costos adicionales no contemplados en la tarifa.

Artículo 10. *Devolución de pagos por el cobro del servicio de evaluación*. Cuando transcurridos seis (6) meses de haberse sufragado los costos para la prestación del servicio de evaluación ambiental, sin que el interesado inicie el trámite correspondiente, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales procederá a requerir al usuario para que manifieste su interés de continuar o no el trámite correspondiente. En caso de no obtener respuesta, la ANLA procederá a realizar la devolución de dichas sumas de dinero, sin perjuicio del cobro por los gastos en que incurre la administración para la devolución de los mismos.

No obstante lo anterior, el interesado podrá solicitar nuevamente la liquidación del cobro para la prestación de los servicios de evaluación de su respectivo proyecto, obra o actividad.

Artículo 12. *Procedimiento de cobro por el servicio de seguimiento*. La ANLA enviará al beneficiario de la licencia ambiental, plan de manejo, plan de recuperación o restauración ambiental, documento de evaluación ambiental, permiso, viabilidad ambiental otorgada con anterioridad a la vigencia de la Ley 99 de 1993, autorización y demás instrumentos de control y manejo ambiental, la liquidación de cobro por el servicio de seguimiento correspondiente al año en curso, la cual deberá ser cancelada dentro de los quince (15) días hábiles siguientes al envío de la cuenta.

Parágrafo 1°. Si el seguimiento comprende evaluación técnico-jurídica sin requerir visita de campo, la tarifa será el equivalente al valor liquidable por concepto del cargo de seguimiento sin tener en cuenta los gastos de viaje y viáticos.

Parágrafo 2°. El no pago de la tarifa por el servicio de seguimiento dentro de los quince (15) días hábiles, contados a partir de la ejecutoria del acto administrativo que así lo ordene, dará lugar a la liquidación de intereses moratorios a la máxima tasa permitida por la ley vigente durante el período de mora.

Artículo 13. *Reliquidación del servicio de seguimiento*. Al finalizar el servicio de seguimiento, la ANLA podrá reliquidar el cargo por este concepto para considerar los eventuales costos adicionales no contemplados en la tarifa.

CAPÍTULO IV

Modificación, integración y cesión de los instrumentos de control y manejo ambiental

Artículo 14. En caso de modificación de un instrumento de control y manejo ambiental, la tarifa se aplicará conforme a las tablas previstas para la liquidación por concepto de evaluación de cada sector.

Artículo 15. En caso de integración o cesión de un instrumento de control y manejo ambiental, teniendo en cuenta que se requiere la realización de una visita a los proyectos involucrados, la tarifa se establecerá utilizando las tablas para la liquidación por concepto de seguimiento de cada sector.

CAPÍTULO V

Tarifas por el servicio de evaluación de los instrumentos de control y manejo ambiental

Artículo 16. *Tarifas de proyectos, obras o actividades de los distintos sectores*. Las categorías, dedicación y duración de las visitas de los profesionales (funcionario y/o contratista) de la ANLA, requeridos para la evaluación de la licencia ambiental, autorizaciones y demás instrumentos de control y manejo ambiental, están contenidas en las Tablas 1 a 8:

TABLA 1. Proyectos, obras o actividades sector hidrocarburos

Proyectos, Obras o Actividades del Sector de Hidrocarburos																				
Categorías, dedicación y visitas de los profesionales nacionales durante la evaluación																				
	Exploración						Transporte líneas conducción $\phi \geq 6"$													
	Mediante Sísmica			Mediante Perforación			Entre 0 y 150 Km.			Más de 150 Km.										
	En Tierra - Áreas Marinas						En Tierra - Áreas Marinas													
Categoría (1)	2	2	2	2	3	2	2	2	2	3	2	2	2	2	3					
Dedicación hombre/mes (2)	2	2	2	1	1	2,5	2	2	2	1	1	3,5	3	3	1					
Visitas a la Zona	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1	0					
Duración por Visitas (días)	4	4	4	4	0	5	5	5	5	0	5	5	5	0	12					
Explotación o Producción																				
	Licencia Ambiental Global						Almacenamiento						Refinación							
	Menos de 500 Mb de reservas			Mas de 500 Mb de reservas			Entre 0 y 150 Km.			Más de 150 Km.			Entre 0 y 150 Km.			Más de 150 Km.				
Categoría (1)	2	2	2	2	3	2	2	2	2	3	2	2	2	2	3	2	2	2	2	3
Hombres (2)	4	4	4	2,5	2,5	4	4	4	4	4	2,5	2	2	1	1	3,5	3	3	3	1
Visitas a la Zona	1	1	1	0	0	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0
Duración por Visitas (días)	4	4	4	0	0	5	5	5	5	0	5	5	5	5	0	12	12	12	12	0
Notas:																				
(1) Categorías según Ministerio de Transporte																				
(2) Profesionales - mes o Contratistas - mes																				
(3) Mb: Millones de barriles de reserva																				
(4) Kbd: Miles de barriles día																				

TABLA 2. Proyectos, obras o actividades sector minería

Proyectos, Obras o Actividades del Sector Minería															
Categorías, Dedicación y Visitas de los Profesionales Nacionales para la Evaluación durante Explotación - Cifra por año															
	Licencia Ambiental Global (L.A.G) - Explotación						Tipo 2								
	Tipo 1			Tipo 2			Tipo 1			Tipo 2					
	Licencia Ambiental Global (L.A.G) - Explotación						Tipo 2								
Categoría (1)	2	2	2	2	3	2	2	2	2	3	2	2	2	2	3
Hombre mes (2)	3	2,5	2,5	2,5	2	2	2	1,5	1,5	1,5	1	1	1	1	1
Visitas a la Zona	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0
Duración por Visitas (días)	5	5	5	5	0	3	3	3	3	0	3	3	3	3	0
Notas:															
Tipo 1 Grandes Visitas de más de tres días															
Tipo 2 Pequeñas Visitas de tres días o menos															
(1) Categorías según Ministerio de Transporte															
(2) Profesionales - mes o Contratistas - mes															

TABLA 3. Proyectos, obras o actividades sector eléctrico

Proyectos, Obras o Actividades del Sector Eléctrico															
Categorías, Dedicación y Visitas de los Profesionales Nacionales durante la Evaluación															
	Centrales generación de energía eléctrica capacidad instalada > 100 MW						Líneas de transmisión del sistema nacional de interconexión eléctrica								
	hidráulica			térmica			fuentes alternativas			nuclear					
	Centrales generación de energía eléctrica capacidad instalada > 100 MW						Líneas de transmisión del sistema nacional de interconexión eléctrica								
Categoría (1)	2	2	2	2	3	2	2	2	2	3	2	2	2	2	3
Dedicación hombre mes (2)	4	4	4	2	2,5	2,5	2,5	1	1	2,5	2	2	1	1	4
Visitas a la zona proyecto	1	1	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	1
Duración por visita (días)	6	6	6	0	3	3	3	3	0	6	6	6	6	0	3
Líneas de transmisión del sistema nacional de interconexión eléctrica															
	Longitudes menores o iguales a 250 Km						Longitudes mayores de 250 Km								
	Categoría (1)	2	2	2	2	3	2	2	2	3	2	2	2	2	3
Dedicación hombre mes (2)	2,5	2,5	2,5	1,0	1,0	3,5	3,5	3,5	1,0	1,0	3,5	3,5	3,5	1,0	1,0
Visitas a la zona proyecto	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0
Duración por visita (días)	6	6	6	6	0	8	8	8	8	0	8	8	8	8	0
Notas:															
(1) Categorías según Ministerio de Transporte															
(2) Profesionales - mes o Contratistas - mes															

TABLA 4. Proyectos, obras o actividades sector infraestructura

Proyectos, Obras o Actividades del Sector Infraestructura														
Categorías, Dedicación y Visitas de los Profesionales Nacionales durante la Evaluación														
	Construcción Carretera y Segunda Calzada						Construcción Red Ferrovia							
	Entre 1 y 20 Km		Entre 20 y 100 Km		Mayor de 100 Km		Construcción Túneles		Entre 1 y 50 Km		Entre 50 y 250 Km		Mayor de 250 Km	
	Categoría (1)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Hombre mes (2)	2	1	1	1	1	2,5	2,5	2,5	2,5	1	1	1,5	1,5	1,5
Visitas a la Zona	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Duración por Visitas (días)	2	2	2	2	2	5	5	5	5	2	2	2	2	2
Notas:														
(1) Categorías según Ministerio de Transporte														
(2) Profesionales - mes o Contratistas - mes														
(3) También aplicables a Rehabilitación o Pavimentación														

Parágrafo. El cuarto profesional incluido en las tablas 1, 2, 3 y 4, corresponde al evaluador económico para proyectos nuevos, o el profesional experto que el área técnica de la ANLA requiera para su evaluación, según el tipo y complejidad del proyecto, el cual podrá o no acompañar la visita técnica para la evaluación correspondiente.

TABLA 5. Proyectos, obras o actividades sector agroquímicos

Proyectos, Obras o Actividades del Sector de Agroquímicos																					
Categorías, Dedicación y Visitas de los Profesionales Nacionales durante la Evaluación																					
	DTA - LA Importación		Plantas de Producción Grandes				Plantas de Producción Medianas				Plantas de Producción Pequeñas				Erradicación de Cultivos Ilícitos						
Categoría (1)	4	6	4	5	6	3	6	4	5	6	3	6	4	5	6	3	6	3	3	6	6
Hombre mes (2)	0,1	0,07	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	2	2	1	0,5
Visitas a la Zona	0	0	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1	0
Duración por Visitas (días)	0	0	2	2	2	2	0	2	2	2	2	0	2	2	2	2	0	3	3	3	0
Notas:																					
(1) Categorías según Ministerio de Transporte																					
(2) Profesionales - mes o Contratistas - mes																					

TABLA 6. Proyectos, obras o actividades otros sectores

Proyectos, Obras o Actividades de Otros Sectores									
Categorías, Dedicación y Visitas de los Profesionales Nacionales durante la evaluación									
	Introducción de Parentales			Proyectos que adelantan las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR)					
Categoría (1)	8	6	6	3	3	3	3	3	3
Hombre mes (2)	0,3	0,1	0,07	1	1	1	1	1	0,5
Visitas a la Zona	1	1	0	1	1	1	1	1	0
Duración por Visitas (días)	2	2	0	2	2	2	2	2	0
	Sustancias Agotadoras de la Capa de Ozono SAOS			Otros otros					
Categoría (1)	4		6	3	3	3	3	3	3
Hombre mes (2)	0,1		0,07	1	1	1	1	1	0,7
Visitas a la Zona	0		0	1	1	1	1	1	0
Duración por Visitas (días)	0		0	2	2	2	2	2	0
Notas:									
(1) Categorías según Ministerio de Transporte									
(2) Profesionales - mes o Contratistas - mes									

TABLA 7. Proyectos, obras o actividades que afectan áreas del Sistema de Parques Naturales o que se realizan al interior de áreas protegidas públicas nacionales Decreto 2372 de 2010 o la norma que lo modifique o sustituya.

Categorías, dedicación y visitas adicionales de profesionales nacionales requeridos como apoyo durante la Evaluación				
Categoría (1)		3	4	8
Dedicación hombre mes (2)		0,5	0,5	0,5
Visitas a la zona proyecto		1	1	1
Duración por visita (días)		3	3	3
(1) Categorías según Ministerio de Transporte				
(2) Profesionales - mes o contratistas - mes				

Parágrafo. Las especialidades, dedicación y duración de las visitas a la zona del proyecto por parte de los contratistas internacionales, en caso de requerirse, serán definidas de conformidad con las escalas tarifarias del PNUD.

Artículo 17. *Tarifas para consultas previas.* Las categorías, dedicación y duración de las visitas de los profesionales (funcionario y/o contratista) de la ANLA, adicionales a las presentadas en el artículo 16 de la presente Resolución, requerida para atender consultas previas, están contenidas en la Tabla 8:

TABLA 8. Consulta previa

Categorías, dedicación y visitas de profesionales nacionales durante la evaluación				
Categoría (1)		3	3	3
Dedicación hombre mes (2)		0,2	0,2	0,2
Visitas a la zona proyecto		1	1	1
Duración por visita (días)		2	2	2
(1) Categorías según Ministerio de Transporte				
(2) Profesionales - mes o contratistas - mes				

Artículo 18. *Tarifas para reuniones informativas y audiencias públicas.* Las categorías, dedicación y duración de las visitas de los profesionales (funcionario y/o contratista) de la ANLA, adicionales a las presentadas en el artículo 16 de la presente Resolución, requeridas para atender las reuniones informativas y las audiencias públicas durante la evaluación o el seguimiento, están contenidas en las Tablas 9 y 10:

TABLA 9. Reuniones informativas

Categorías, dedicación y visitas de profesionales nacionales durante la evaluación					
Categoría (1)		3	3	3	3
Dedicación hombre mes (2)		0,3	0,3	0,3	0,3
Visitas a la zona proyecto		1	1	1	1
Duración por visita (días)		2	2	2	2
(1) Categorías según Ministerio de Transporte					
(2) Profesionales - mes o contratistas - mes					

TABLA 10. Audiencia pública

Categorías, dedicación y visitas de profesionales nacionales durante la evaluación o seguimiento							
Categoría (1)		1	3	3	3	3	3
Dedicación hombre mes (2)		0,1	0,1	0,6	0,6	0,6	1,5
Visitas a la zona proyecto		1	1	1	1	1	1
Duración por visita (días)		2	2	2	2	2	4
(1) Categorías según Ministerio de Transporte							
(2) Profesionales - mes o contratistas - mes							

Artículo 19. *Tarifas por el servicio de evaluación de necesidad de diagnóstico y evaluación de diagnóstico ambiental de alternativas.* Las categorías, dedicación y duración de las visitas de los profesionales (funcionario y/o contratista) de la ANLA, requeridos para la evaluación de necesidad de diagnóstico cuando este amerite visita y la evaluación del documento Diagnóstico Ambiental de Alternativas están contenidas en la Tabla 11.

TABLA 11. Necesidad de diagnóstico ambiental de alternativas y diagnóstico ambiental de alternativas

Categorías, dedicación y visitas de profesionales nacionales para proyectos que requieran Necesidad de Diagnóstico (NDA) y Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA)										
	NDA					DAA				
Categoría (1)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Dedicación hombre mes (2)	0,3	0,3	0,3	0	0	1	1	1	0,5	0,5
Visitas a la zona proyecto	1	1	1	0	0	1	1	1	1	0
Duración por visita (días)	3	3	3	0	0	5	5	5	5	0
Notas:										
(1) Categorías según Ministerio de Transporte										
(2) Profesionales - mes o contratistas - mes										
Tipo 1) Proyectos Puntuales										
Tipo 2) Proyectos Lineales										

Artículo 20. *Tarifas por el servicio de evaluación de permisos ambientales.* Las categorías, dedicación y duración de las visitas de los profesionales (funcionario y/o contratista) de la ANLA, requeridos para la evaluación de los permisos y demás instrumentos de control y manejo ambiental de su competencia, están contenidas en la Tabla 12.

TABLA 12. Permisos ambientales

Permisos Ambientales														
Categorías, dedicación y visitas de los profesionales nacionales durante la evaluación														
	Uso y Aprovechamiento de Recursos Naturales	Movimiento Transfronterizo	Prueba Dinámica				Plan de Gestión de devolución Posconsumo de fármacos, medicamentos vencidos y Baterías usadas				Marcapas Electrónicos			
			Uso Propio	Uso Comercial										
Categoría (1)	6	6	7	6	7	6	7	6	7	6	6	7	6	7
Hombre mes (2)	0,30	0,30	0,20	0,07	0,07	0,22	0,16	0,5	0,06	0,14	0,14	0,09	0,21	0,11
Visitas a la Zona	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Duración por Visitas (días)	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	No citas				Permiso estudio con fines de Investigación en Diversidad Biológica				Sistema de Recolección Selectiva					
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4	Individual			Colectivo		
Categoría (1)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	6	6	7
Hombre mes (2)	0,064	0,0220	0,0275	0,0330	0,0385	0,0440	0,0549	0,0659	0,0	0,0	0,05	0,4	0,4	0,0
Visitas a la Zona	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Duración por Visitas (días)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Notas:														
(1) Categorías según Ministerio de Transporte														
(2) Profesionales - mes o Contratistas - mes														
	No citas				Permiso estudio con fines de Investigación en Diversidad Biológica									
Tipo 1) < 8 SMMV					Tipo 1) < 9 SMMV									
Tipo 2) entre 8 y 16 SMMV					Tipo 2) entre 9 y 16 SMMV									
Tipo 3) entre 16 y 23 SMMV					Tipo 3) entre 17 y 27 SMMV									
Tipo 4) > 23 SMMV					Tipo 4) > 27 SMMV									

Artículo 21. *Tarifa para la evaluación de modificación de instrumentos de control y manejo ambiental en relación con los permisos.* Las categorías, dedicación y duración de

Proyectos, Obras o Actividades de Otros Sectores						
Categorías, Dedicación y Visitas de los Profesionales Nacionales durante el Seguimiento						
	Introducción de Parentales		Corporaciones Autónomas Regionales (CAR)			
	Sustancias Agotadoras de la Capa de Ozono SAOS		Otros otros			
Categoría (1)	3	6	3	3	3	3
Hombre mes (2)	0,25	0,15	0,5	0,5	0,5	0,5
Visitas a la Zona	0	0	1	1	1	0
Duración por Visitas (días)	0	0	2	2	2	0
Notas:						
(1) Categorías según Ministerio de Transporte						
(2) Profesionales - mes o Contratistas - mes						

Artículo 24. *Tarifas para seguimientos de inversión 1%, compensaciones, planes de contingencia, estudios y monitoreos.* Las categorías y dedicación de los profesionales (funcionario y/o contratista) de la ANLA, requeridos para el seguimiento de actividades como la inversión del 1%, compensaciones, planes de contingencia y otros requerimientos establecidos en las obligaciones de los instrumentos de control y manejo ambiental de competencia de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, están contenidas en las Tablas 22 y 23.

TABLA 22. Seguimientos inversión 1%, compensaciones, planes de contingencia, entre otros

Seguimientos Inversión 1%, Compensaciones y Planes de Contingencia			
Categoría (1)	3	3	6
Dedicación hombre mes (2)	0,5	0,5	0,25
Visitas a la zona proyecto	1	1	0
Duración por visita (días)	2	2	0
(1) Categorías según Ministerio de Transporte,			
(2) Profesionales - mes o contratistas - mes			

TABLA 23. Seguimientos estudios - monitoreos

Seguimientos Estudios y Monitoreos			
Categoría (1)	3	4	6
Dedicación hombre mes (2)	0,5	0,5	0,5
Visitas a la zona proyecto	1	1	0
Duración por visita (días)	2	2	0
(1) Categorías según Ministerio de Transporte,			
(2) Profesionales - mes o contratistas - mes			

Artículo 25. *Tarifa de seguimiento para proyectos, obras o actividades que afectan áreas del sistema de parques naturales o que se realizan al interior de áreas protegidas públicas nacionales Decreto 2372 de 2010.* Las categorías, dedicación y duración de las visitas de los profesionales (funcionario y/o contratista) de la ANLA, adicionales a las presentadas en el artículo 21 de la presente Resolución, requeridas para atender el seguimiento, están contenidas en la Tabla 7 de esta Resolución.

Artículo 26. *Tarifas para el seguimiento de permisos ambientales.* Las categorías, dedicación y duración de las visitas de los profesionales (funcionario y/o contratista) de la ANLA, requeridos para el seguimiento de los permisos y demás instrumentos de control y manejo ambiental, está contenida en la Tabla 24.

TABLA 24. Permisos, concesiones y/o autorizaciones ambientales

Permisos Ambientales										
Categorías, dedicación y visitas de los profesionales nacionales durante el seguimiento										
	Sistema de Recolección Selectiva						Investigación en Diversidad Biológica			
	Individual			Colectivo			Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4
Categoría (1)	6	6	7	6	6	7	8	8	8	8
Hombre mes (2)	0,10	0,10	0,05	0,2	0,2	0,2	0,0385	0,0440	0,0549	0,0659
Visitas a la Zona	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0
Duración por Visitas (días)	2	2	0	2	2	0	0	0	0	0
	Plan de Gestión de devolución Posconsumo de fármacos, medicamentos vencidos y Baterías usadas						Uso y Aprovechamiento de Recursos Naturales		Movimiento Transfronterizo	
	Prueba Dinámica Uso Comercial									
Categoría (1)	6	7	6	6	7	6	6	6	6	7
Hombre mes (2)	0,15	0,10	0,12	0,12	0,12	0,60	0,40	0,40	0,1	0,1
Visitas a la Zona	1	0,00	1	1	0	100	100	0,00	0	0
Duración por Visitas (días)	2	0,00	2	2	0	2,00	2,00	0,00	0	0
Notas:										
(1) Categorías según Ministerio de Transporte										
(2) Profesionales - mes o Contratistas - mes										
Tipo (1) - 9 SMMV										
Tipo (2) entre 9 y 18 SMMV										
Tipo (3) entre 18 y 27 SMMV										
Tipo (4) - 27 SMMV										

CAPÍTULO VII

Disposiciones finales

Artículo 27. Los servicios de evaluación y seguimiento de proyectos, obras o actividades asumidas en ejercicio de la facultad discrecional del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y que corresponde conocer a la ANLA, se cobrarán de acuerdo a lo establecido en la presente resolución.

Artículo 28. La ANLA, se reserva la facultad de modificar el número de días de las visitas en las tablas establecidas en esta resolución, teniendo en cuenta la programación efectuada para cada sector.

Artículo 29. Los servicios de evaluación y seguimiento de permisos ambientales que asuma o sean asignados a la ANLA, se cobrarán de acuerdo a lo establecido en la presente resolución.

Artículo 30. *Actualización de las tarifas.* Las tarifas fijadas en la presente resolución se actualizarán en forma automática cada vez que se modifique alguno o algunos de los factores base para fijarlas.

Artículo 31. *Vigencia y derogatoria.* La presente resolución rige a partir del 1° enero de 2013 y deroga la Resolución 260 del 28 de diciembre de 2011 y demás disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

La Directora General,

Luz Helena Sarmiento Villamizar

Imprenta Nacional de Colombia. Recibo 21202097. 19-XII-2012. Valor \$548.000.

Contraloría General de la República

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN ORGÁNICA NÚMERO 6906 DE 2012

(diciembre 17)

por la cual se adiciona la Resolución número 5044 del 9 de marzo de 2000.

La Contralora General de la República, en uso de sus atribuciones constitucionales y legales, especialmente lo dispuesto en el numeral 4 del artículo 35 del Decreto número 267 de 2000 y el Decreto número 269 de 2000, y

CONSIDERANDO:

Que el artículo 122 de la Constitución Política de Colombia de 1991, señala: “no habrá empleo público, que no tenga funciones detalladas en ley o reglamento”.

Que en el artículo 35, numerales 2 y 4 del Decreto número 267 de 2000, se establece que “Son funciones del Contralor General de la República, además de las atribuciones constitucionales y legales a él asignadas, las siguientes: “2. Adoptar las políticas, planes, programas y estrategias necesarias para el adecuado manejo administrativo y financiero de la Contraloría General de la República, en desarrollo de la autonomía administrativa y presupuestal otorgada por la Constitución y la ley” y “4. Dirigir como autoridad superior las labores administrativas y de vigilancia fiscal de las diferentes dependencias de la Contraloría General de la República, de acuerdo con la ley”.

Que el artículo 7° del Decreto número 269 de 2000, establece: “El Contralor General de la República expedirá el Manual de Funciones y Requisitos Específicos para cada uno de los empleos teniendo en cuenta la naturaleza de las dependencias, los procesos y los procedimientos que deben ejecutarse para el cumplimiento eficiente, eficaz y efectivo de la misión y objetivos de la Contraloría General de la República”.

Que el Decreto número 269 de 2000, en sus artículos 3° y 5° determina la clasificación y nomenclatura de los empleos de la Contraloría General de la República.

Que mediante la Resolución Orgánica número 5044 de 2000, se establecen los criterios generales para los cargos de la planta general, las funciones y requisitos para el desempeño de los mismos en cada una de las dependencias de la estructura organizacional de la Contraloría General de la República y se dictan otras disposiciones, y a través de la Resolución número 067 de 2008, se señalan los objetivos y criterios generales que se deben observar para la elaboración del manual de funciones y de competencias laborales de los empleos públicos de la entidad.

Que de conformidad con el artículo 128 de la Ley 1474 del 12 de julio de 2011, “por la cual se dictan normas orientadas a fortalecer los mecanismos de prevención, investigación y sanción de actos de corrupción y la efectividad del control de la gestión pública”, en armonía con las disposiciones contenidas en los Decretos números 269 y 271 de 2000, es pertinente precisar las funciones y requisitos específicos para algunos de los cargos creados por dicha disposición.

Que mediante la Resolución número 00135 de 2011, “por la cual se adiciona la Resolución número 5044 de 2000 y se adopta la Resolución número 067 de 2008, ...”, se establecieron funciones y requisitos para los empleos de la Planta de Personal de la Contraloría General de la República creados por el artículo 128 de la Ley 1474 de 2011”, que por especiales necesidades del servicio deben ajustarse a las exigencias actuales de la Entidad.

Que es necesario precisar las funciones y requisitos para el cargo de Coordinador de Gestión Nivel Ejecutivo Grado 03 en la Gerencia de Gestión Administrativa y Financiera.

Que en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1°. Adicionar la Resolución Orgánica número 5044 del 9 de marzo de 2000, en el sentido de establecer las siguientes funciones y disciplinas académicas para desempeñar el cargo de Coordinador de Gestión Nivel Ejecutivo Grado 03 en la Gerencia de Gestión Administrativa y Financiera.

I. IDENTIFICACIÓN

Cargo	Relación de dependencias
Denominación: Coordinador de Gestión	Dependencia: Gerencia de Gestión Administrativa y Financiera.
Nivel: Ejecutivo	Grado: 03 Cargo Jefe Inmediato: Gerente

II. DESCRIPCIÓN DE FUNCIONES

- Proyectar y revisar el proceso de contratación adelantado por la dependencia y responder por los conceptos que en materia de contratación se requieran, así como los procesos de terminación, liquidación y/o modificación contractual.
- Coordinar la distribución por reparto, ejecución, seguimiento y evaluación de los procesos de adquisición de bienes y/o servicios requeridos por la Entidad y las actividades que en materia de licitaciones y contratos se requieran en todas las etapas competencia de la dependencia.
- Apoyar a la dependencia en la organización, preparación, presentación de informes de gestión, realizando análisis jurídicos de los procesos de contratación relacionados con licitaciones y contratos, para contribuir con la gestión de la dependencia.
- Coordinar y analizar las propuestas en la formulación de planes y programas de la dependencia, para contribuir al cumplimiento de los objetivos institucionales.
- Plantear e intervenir en la elaboración de metodologías de trabajo, requeridas para el desarrollo de las actividades y funciones de dependencia, para contribuir al logro de los objetivos de la dependencia.
- Apoyar los estudios e investigaciones competencia de la dependencia para contribuir a promover la cultura de autocontrol en los funcionarios de la Entidad.
- Apoyar al jefe de la dependencia en la administración del Talento Humano de la dependencia para garantizar el cumplimiento de los derechos y deberes de los servidores públicos, facilitar el desarrollo de las políticas de personal y fortalecer el clima laboral.
- Coordinar la preparación de documentos e informes con destino a las diferentes dependencias de la Contraloría General de la República o entidades externas a la misma, para contribuir con la gestión de la dependencia.
- Liderar la programación y desarrollo de los procesos de contratación en todas sus etapas, para contribuir con la gestión de la dependencia.
- Proponer e implementar los indicadores de gestión del área, para determinar el cumplimiento de los objetivos de la dependencia.
- Realizar las demás funciones que le sean asignadas de acuerdo con la naturaleza del cargo para cumplir con los objetivos de la dependencia.

III. REQUISITOS

Educación	
Título Profesional en: Contaduría Pública, Economía, Administración de Empresas, Administración Pública, Ingeniería Industrial, Ingeniería de Sistemas, Derecho y las demás disciplinas afines con las funciones del cargo. Formación avanzada en: Título de formación avanzada o de posgrado en disciplinas afines con las funciones del cargo.	Cinco (5) años de experiencia profesional específica o relacionada con el cargo.

Artículo 2°. Adicionar la Resolución Orgánica número 5044 del 9 de marzo de 2000, en el sentido de establecer las siguientes funciones y disciplinas académicas para desempeñar el cargo de Coordinador de Gestión Nivel Ejecutivo Grado 03 en las dependencias relacionadas a continuación:

Unidad de Cooperación Nacional e Internacional de Prevención, Investigación e Incautación de Bienes.

Unidad de Apoyo Técnico al Congreso.

Unidad de Seguridad y aseguramiento Tecnológico e Informático.

I. IDENTIFICACIÓN

Cargo	Relación de dependencias
Denominación: Coordinador de Gestión	Dependencia: Unidad de Cooperación Nacional e Internacional de Prevención, Investigación e Incautación de Bienes. Unidad de Apoyo Técnico al Congreso. Unidad de Seguridad y aseguramiento Tecnológico e Informático.
Nivel: Ejecutivo	Grado: 03 Cargo Jefe Inmediato: Jefe de Unidad

II. DESCRIPCIÓN DE FUNCIONES

- Coordinar y analizar las propuestas en la formulación de planes y programas de la dependencia, para contribuir al cumplimiento de los objetivos institucionales.
- Coordinar el seguimiento y control a los trámites pertinentes para garantizar la seguridad personal de los funcionarios de la entidad, cuando por razones de seguridad sea necesario.
- Prestar apoyo profesional y técnico en el desarrollo y ejecución de los programas de seguridad tecnológica e informática para el cumplimiento de los objetivos de la Entidad.

4. Plantear e intervenir en la elaboración de metodologías de trabajo, requeridas para el desarrollo de las actividades y funciones de dependencia, para contribuir al logro de los objetivos de la dependencia.

5. Apoyar los estudios e investigaciones competencia de la dependencia para contribuir a promover la cultura de autocontrol en los funcionarios de la Entidad.

6. Coordinar las auditorías especiales o investigaciones relacionadas con hechos de impacto nacional para el cumplimiento de los objetivos de la entidad.

7. Coordinar la preparación de documentos e informes con destino a las diferentes dependencias de la Contraloría General de la República o entidades externas a la misma, para contribuir con la gestión de la dependencia.

8. Coordinar la elaboración del inventario del equipo logístico necesario para el cumplimiento de las funciones de seguridad.

9. Implementar los indicadores de gestión del área, para determinar el cumplimiento de los objetivos de la dependencia.

10. Coordinar el análisis de los estudios técnicos requeridos en la celebración de convenios con entidades u organismos nacionales e internacionales, para garantizar la protección y custodia de los bienes y la confidencialidad e integridad de los datos manejados por la institución.

11. Elaborar los informes y documentos de gestión que le requieran, para garantizar el cumplimiento de los objetivos de la dependencia.

12. Coordinar la gestión del talento humano, los recursos físicos, financieros y demás recursos asignados a la dependencia, para contribuir al logro de los objetivos de la Unidad.

13. Coordinar la implementación de los planes, programas, proyectos misionales y transversales que demande la Entidad y la ley, para contribuir al mejoramiento institucional.

14. Realizar las demás funciones que le sean asignadas de acuerdo con la naturaleza del cargo para cumplir con los objetivos de la dependencia.

III. REQUISITOS

Educación	
Título Profesional en: Contaduría Pública, Economía, Administración de Empresas, Administración Pública, Ingeniería Industrial, Ingeniería de Sistemas, Derecho y las demás disciplinas afines con las funciones del cargo. Formación avanzada en: Título de formación avanzada o de posgrado en disciplinas afines con las funciones del cargo.	Cinco (5) años de experiencia profesional específica o relacionada con el cargo.

Artículo 3°. Adicionar la Resolución Orgánica número 5044 del 9 de marzo de 2000, en el sentido de establecer las siguientes funciones y disciplinas académicas para desempeñar el cargo de Coordinador de Gestión Nivel Ejecutivo Grado 03 en la Contraloría Delegada para la Participación Ciudadana.

I. IDENTIFICACIÓN

Cargo	Relación de dependencias
Denominación: Coordinador de Gestión	Dependencia: Contraloría Delegada para la Participación Ciudadana.
Nivel: Ejecutivo	Grado: 03 Cargo Jefe Inmediato: Contralor Delegado

II. DESCRIPCIÓN DE FUNCIONES

- Coordinar, recepcionar, analizar y evaluar las quejas, reclamos y denuncias ciudadanas, dando curso a la dependencia competente, para que se adelanten las acciones del caso y se realice un pronunciamiento oportuno.
- Orientar al ciudadano para trasladar su queja, reclamo o denuncia a los organismos competentes, cuando los asuntos no son competencia de la Contraloría General de la República.
- Diseñar y coordinar un sistema de información ágil y efectivo que administre las consultas, reclamos, quejas y denuncias ciudadanas, velando por su conservación y actualización permanente.
- Coordinar la organización, actualización, difusión y administración de la red nacional de información ciudadana para la vigilancia fiscal.
- Informar al Contralor Delegado los resultados de las investigaciones y juicios derivados de las denuncias ciudadanas para cumplir con los objetivos de la dependencia.
- Velar por la adecuada aplicación de las normas y procedimientos en su dependencia.
- Absolver consultas sobre asuntos de competencia de la dependencia, de acuerdo con las disposiciones y políticas establecidas para garantizar los objetivos de la dependencia.
- Elaborar los informes sobre las actividades desarrolladas, con la oportunidad y la periodicidad requeridas para el cumplimiento de los objetivos de la dependencia.
- Coordinar las auditorías especiales o investigaciones relacionadas con hechos de impacto nacional para el cumplimiento de los objetivos de la entidad.
- Coordinar la gestión del talento humano, los recursos físicos, financieros y demás recursos asignados a la dependencia, para contribuir al logro de los objetivos de la delegada.
- Coordinar la implementación de los planes, programas, proyectos misionales y transversales que demande la Entidad y la ley, para contribuir al mejoramiento institucional.
- Cumplir con los objetivos y metas concertadas de acuerdo con los indicadores de gestión y desempeño, formulados en la dependencia.
- Coordinar la gestión del talento humano, los recursos físicos, financieros y demás recursos asignados a la dependencia, para contribuir al logro de los objetivos.

16. Realizar las demás funciones que le sean asignadas de acuerdo con la naturaleza del cargo para cumplir con los objetivos de la dependencia.

III. REQUISITOS

Educación	
Título Profesional en: Contaduría Pública, Economía, Administración de Empresas, Administración Pública, Ingeniería Industrial, Ingeniería de Sistemas, Derecho y las demás disciplinas afines con las funciones del cargo. Formación avanzada en: Título de formación avanzada o de posgrado en disciplinas afines con las funciones del cargo.	Cinco (5) años de experiencia profesional específica o relacionada con el cargo.

Artículo 4°. *Vigencia.* La presente resolución rige a partir de la fecha de su expedición.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 17 de diciembre de 2012.

La Contralora General,

Sandra Morelli Rico.

(C. F.)

Comisión Nacional de Televisión en Liquidación

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 935 DE 2012

(diciembre 18)

por la cual se establece un segundo periodo para realizar el pago de los créditos reclamados oportunamente, los extemporáneos, el Pasivo Cierto No Reclamado y la Pérdida de Poder Adquisitivo monetaria reconocidos en la primera y quinta clase de la masa de liquidación dentro del proceso liquidatorio de la Comisión Nacional de Televisión en Liquidación.

El Liquidador de la Comisión Nacional de Televisión en Liquidación, en uso de sus facultades legales, en especial las que le confiere la Ley 1507 de 2012, el Decreto-ley número 254 de 2000, la Ley 1105 de 2006, la Ley 1450 de 2011, el Decreto-ley número 663 de 1993, el Decreto número 2555 de 2010, Ley 909 de 2004, el Decreto número 774 de 2012 y las demás disposiciones aplicables, y

CONSIDERANDO:

1. Que en desarrollo del artículo 3° del Acto Legislativo número 02 de 2011, el artículo 20 de la Ley 1507 de 2012, estableció como efecto de la Liquidación ordenada por el Gobierno Nacional, que la Comisión Nacional de Televisión en Liquidación, no podrá iniciar nuevas actividades en desarrollo de sus funciones y conservará su capacidad jurídica únicamente para expedir los actos, celebrar los contratos y adelantar las acciones necesarias para su liquidación, incluyendo aquellas requeridas para el proceso de empalme con las demás entidades.

2. Que mediante Decreto número 774 del 19 de abril de 2012, se designó como Liquidador de la Comisión Nacional de Televisión en Liquidación, al doctor Reynel Fernando Bedoya Rodríguez identificado con cédula de ciudadanía número 91492768 de Bucaramanga, quien se posesionó el día 19 de abril de 2012.

3. Que la Ley 1507 de 2012, en su artículo 20, dispuso que el régimen de liquidación de la Comisión Nacional de Televisión, será el determinado por el Decreto-ley número 254 de 2000 y las normas que lo modifiquen o adicionen, salvo que fuera incompatible con dicha ley.

4. Que el estudio y calificación de las reclamaciones presentadas en forma oportuna por los acreedores que se consideraron con derechos dentro de la oportunidad procesal, se adelantó aplicando el principio constitucional y legal de la igualdad, conforme a las reglas de exclusión y preferencia determinadas en la ley, expidiendo el veintinueve (29) de agosto de 2012, las siguientes Resoluciones: RCA número 0743 del 29 de agosto de 2012, "por medio de la cual se decide sobre las reclamaciones de naturaleza laboral presentadas oportunamente por los ex-servidores y servidores públicos de la Comisión Nacional de Televisión en Liquidación y por las Administradoras de Fondos de Pensiones"; RCA N° 0744 del 29 de agosto de 2012, "por la cual se decide sobre las reclamaciones a cargo de la masa de la liquidación presentadas oportunamente contra la Comisión Nacional de Televisión en Liquidación por concepto de proveedores de bienes y servicios, no afectos por lo dispuesto por el artículo 21 de la Ley 1507 de 2012"; RCA número 0745 del 29 de agosto de 2012, "por la cual se decide sobre las reclamaciones presentadas oportunamente por concepto de contratos y procesos judiciales inherentes a las funciones de la Comisión Nacional de Televisión hoy en liquidación, afectos por lo dispuesto en el artículo 21 de la Ley 1507 de 2012.

5. Que contra dichos actos administrativos, fueron interpuestos recursos de reposición, los cuales fueron resueltos y notificados en debida forma a los interesados.

6. Que en el proceso de liquidación de la Comisión Nacional de Televisión no se presentaron reclamaciones por sumas de dinero excluidas de la masa de la liquidación.

7. Que el artículo 9.1.3.2.8 del Decreto número 2555 de 2010, aplicable por disposición del Decreto-ley número 254 de 2000, señala que con el fin de compensar la pérdida de poder adquisitivo sufrida por la falta de pago oportuno, una vez atendidas las obligaciones excluidas de la masa y a cargo de ella, así como el pasivo cierto no reclamado, si hay lugar a él, si quedare un remanente se reconocerá y pagará desvalorización monetaria a los

titulares de los créditos que sean atendidos por la liquidación, cualquiera sea la naturaleza, prelación o calificación de los mismos.

8. Que mediante Resolución número 906 del 22 de noviembre de 2012 el Liquidador se pronunció sobre las Reclamaciones presentadas extemporáneamente, el Pasivo Cierto No Reclamado -PCNR- de la Comisión Nacional de Televisión en Liquidación y reconoció la Pérdida de Poder Adquisitivo de todos los créditos a cargo de la masa de liquidación en el primer y quinto orden.

9. Que de conformidad con el Decreto número 2090 del 8 de octubre de 2012, el proceso liquidatorio no se podrá extender más allá del 10 de abril de 2012, siendo procedente culminarlo si se realizan las actividades previstas en el citado decreto en cuanto a la naturaleza de la prórroga.

10. Que establecida por la Dirección Financiera la disponibilidad presupuestal de la Comisión Nacional de Televisión en Liquidación y evaluada su liquidez, es procedente realizar el pago del cien por ciento (100%) de los créditos de la primera y quinta clase reconocidos dentro del proceso liquidatorio por reclamaciones presentadas oportunamente, las allegadas de manera extemporánea, el pasivo cierto no reclamado y la pérdida de poder adquisitivo.

11. Que el pago ordenado por la presente resolución se efectuará a los acreedores que presentaron reclamación oportuna que fueron reconocidos total o parcialmente en el proceso liquidatorio de la Comisión Nacional de Televisión en Liquidación, sobre los cuales se hayan cumplido expresamente con las condiciones previstas en las Resoluciones números 743, 744 y 745 de 2012 y en la Resolución número 907 del 22 de noviembre de 2012 y en general toda condición establecida en los actos administrativos por los cuales el Liquidador se pronunció sobre el reconocimiento de los créditos.

12. Que al momento de efectuar el pago que se ordena, se realizarán los respectivos descuentos por créditos u obligaciones a favor de la Comisión Nacional de Televisión en Liquidación, la Dirección de Impuestos y Aduanas nacionales, los impuestos municipales y/u otra obligación a favor de terceros contenida en disposiciones legales, contractuales o judiciales y a cargo de los acreedores beneficiarios del mismo, de conformidad con lo señalado en el considerando anterior.

13. Que conforme al artículo 32 del Decreto número 254 de 2000, así como al artículo 9.1.3.5.6. del Decreto 2555 de 2010, le corresponde al Liquidador cancelar las obligaciones pendientes a cargo de la masa de la liquidación, previa disponibilidad presupuestal, con el fin de realizar su liquidación progresiva y está facultado para que en la medida en que las disponibilidades de la entidad lo permitan, señale, cuantas veces sea necesario, periodos para realizar el pago parcial o total de los créditos a cargo de la masa de la liquidación, con sujeción a la prelación de pagos establecida en la ley.

14. Que mediante Resolución número 907 del 22 de noviembre se ordenó el pago de los créditos reclamados oportunamente, los extemporáneos, el Pasivo Cierto No Reclamado y la Pérdida de Poder adquisitivo monetaria reconocidos en la primera y quinta clase de la masa de liquidación dentro del proceso liquidatorio de la Comisión Nacional de Televisión En Liquidación.

15. Que conforme al artículo 9.1.3.5.6., del Decreto número 2555 de 2010, en la medida en que las disponibilidades de la entidad lo permitan y cuantas veces sea necesario, el Liquidador está facultado para señalar periodos para adelantar el pago parcial o total de los créditos a cargo de la masa de la liquidación, con sujeción a la prelación de pagos establecida.

16. Que el artículo 33 del Decreto número 254 de 2000, en concordancia con el artículo 9.1.3.5.9 del Decreto número 2555 de 2010, establece que a la terminación del último periodo para el pago de los créditos a cargo de la masa de la liquidación oportunamente reclamados y aceptados, con las sumas disponibles para realizar tales pagos y cuyos titulares no se hubieren presentado a recibir, el Liquidador constituirá por el término de tres (3) meses, en espera de que aquellos se presenten, una provisión representada en activos de alta seguridad, rentabilidad y liquidez.

17. Que así mismo, dispone que en cualquier tiempo, desde el inicio del primer periodo de pagos a cargo de la masa de la liquidación hasta el vencimiento de la respectiva provisión, el reclamante aceptado que no se haya presentado oportunamente a recibir, tendrá derecho al pago en la misma proporción que los demás reclamantes aceptados y de acuerdo con la prelación de créditos.

18. Que atendiendo la finalidad esencial del proceso liquidatorio y los principios de eficiencia, economía y celeridad que rigen la función administrativa, el pago se hará a través de los medios más seguros y ágiles que ofrece el sistema financiero del país, esto es, mediante depósito electrónico en las cuentas corrientes o de ahorros certificadas y reportadas por los acreedores.

19. Que en cumplimiento al artículo 9.1.3.5.10 del Decreto número 2555 del 2010, aplicable por remisión del Decreto número 254 de 2000, el Liquidador de la Comisión Nacional de Televisión en Liquidación, constituirá una reserva razonable y adecuada para la atención de las obligaciones litigiosas y de aquellas originadas durante el proceso liquidatorio.

En mérito de lo expuesto, el Liquidador de la Comisión Nacional de Televisión en Liquidación,

RESUELVE:

Artículo 1°. Establecer un segundo periodo de pagos de cinco (5) días hábiles, contados a partir del día siguiente a la notificación de la presente resolución, para realizar el pago del cien por ciento (100%) de los créditos de la primera y quinta clase reconocidos dentro del proceso liquidatorio por reclamaciones presentadas oportunamente, las allegadas de manera extemporánea, el pasivo cierto no reclamado y la pérdida de poder adquisitivo contenidos en las Resoluciones números 743, 744 y 745 del 29 de agosto de 2012, 906 del 22 de noviembre de 2012, y los demás actos administrativos expedidos por el Liquidador en los cuales se aclaran y modifican valores, que se encuentren y/o queden ejecutoriadas durante el

período de pagos señalado en la presente resolución, que no se hubiesen materializado en el período de pagos establecido por la Resolución número 907 del 22 de noviembre de 2012.

Parágrafo. Los pagos ordenados se realizarán una vez se hubiesen aplicado los descuentos establecidos en la ley por concepto de impuestos y sanciones, así como por los embargos y órdenes judiciales notificados por los jueces de la república y aquellos que contractualmente facultan al Liquidador de la Comisión Nacional de Televisión en Liquidación para efectuar dicho descuento.

Artículo 2°. Vencido el período de pago contenido en el artículo primero de esta resolución, constituir la provisión por un período de tres (3) meses para realizar los pagos a los titulares de créditos que no se hubieren presentado a recibirlo en el período establecido, en espera de que aquéllos se presenten, la cual estará representada en activos de alta seguridad, rentabilidad y liquidez.

Artículo 3°. Notificar la presente resolución mediante la publicación en el *Diario Oficial*.

Artículo 4°. Publicar, desde el mismo día de la publicación en el *Diario Oficial* en la página web de la Comisión Nacional de Televisión en Liquidación www.cntv.org.co, un aviso informando la expedición de la presente resolución, la fecha de publicación en el diario oficial, que contra esta por ser un acto de ejecución y trámite no procede recurso alguno y el lugar en el cual podrá consultarse físicamente el texto completo de la presente resolución.

Artículo 5°. Comunicar la presente resolución a las direcciones de correo electrónico suministradas por los acreedores o existentes en los archivos de la Comisión Nacional de Televisión en la Liquidación.

Artículo 6°. Fijar copia de la presente resolución, en la cartelera del primer piso de la sede única de la Comisión Nacional de Televisión en la Liquidación, ubicada en la calle 72 número 12-77 de la ciudad de Bogotá.

Artículo 7°. De conformidad con el artículo 75 de la Ley 1437 de 2011 (Código de Procedimiento Administrativo y de lo contencioso Administrativo), contra la presente resolución no procede ningún recurso por ser un acto de trámite, preparatorio o de ejecución.

Notifíquese, publíquese y cúmplase.

El Liquidador,

Reynel Fernando Bedoya Rodríguez.
(C. F.)

Oficina de Registro de Instrumentos Públicos Seccional Facatativá

AUTOS

AUTO DE 2012

(diciembre 3)

por medio de la cual se inicia una Actuación Administrativa a folios de Matrícula Inmobiliaria número 156-79102 y 156-79107.

Exp-156-AA-2012-122

El Registrador de Instrumentos Públicos de la Seccional de Facatativá, en uso de sus facultades legales y en especial las conferidas por el artículo 59 de la Ley 1579 de 2012, Decreto número 2163 de 2011, Ley 1437 de 2011, y

CONSIDERANDO:

...

DECIDE:

Artículo 1°. Iniciar Actuación Administrativa tendiente a que se traslade del folio de Matrícula número 156-79102, al folio de Matrícula Inmobiliaria número 156-79107, la Anotación número 3 de compraventa de: Baquero Moreno A: Ramírez Bermúdez Diana y Pachón García Luis Alberto, Escritura número 0839 del 06/10 de 2011 de la Notaría de Villeta, Cundinamarca.

Artículo 2°. Notificar personalmente a los señores: Ramírez Bermúdez Diana y Pachón García Luis Alberto, Téllez Téllez Libia, Téllez de Rodríguez Ligia María, Téllez de Rincón María Gladys y Téllez Téllez Elsa y demás personas indeterminadas que puedan tener interés en la presente actuación.

Artículo 3°. Si no fuere posible la notificación personal súrtase ella mediante aviso (artículo 69 del C. C. A.).

Artículo 4°. Publíquese la parte decisiva del presente auto, en un diario de amplia circulación. En consecuencia entréguese copia del auto antes mencionado a la Oficina de Publicaciones de la Superintendencia de Notariado y Registro.

Artículo 5°. Formar el expediente correspondiente (artículo 36 del C. C. A.).

Artículo 6°. Esta providencia rige a partir de la fecha de su expedición.

Comuníquese, notifíquese y cúmplase.

Dada en Facatativá a los tres (3) días del mes de diciembre de dos mil doce (2012).

El Registrador,

Jesús Eduardo Silva Cruz.
(C. F.)

AUTO DE 2012

(diciembre 3)

por medio de la cual se inicia una Actuación Administrativa a folios de Matrícula Inmobiliaria número 156-110804.

EXP-156-AA-2012-126

El Registrador de Instrumentos Públicos de la Seccional de Facatativá, en uso de sus facultades legales y en especial las conferidas por el artículo 59 de la Ley 1579 de 2012, Decreto número 2163 de 2011, Ley 1437 de 2011 y,

CONSIDERANDO:

...

DECIDE:

Artículo 1°. Iniciar Actuación Administrativa de Revocatoria Directa tendiente a estudiar la posibilidad de revocar por los errores cometidos el acto Administrativo por el cual se dio la calificación de la partición en el juicio de sucesión del causante Angel María Mahecha Martínez a folio de Matrícula Inmobiliaria número 156-110804, Anotación número 2, Sentencia de adjudicación en sucesión de fecha 25/06/1987 del Juzgado Promiscuo de Nocaima, Cundinamarca. De: **Ángel María Mahecha Martínez**. A: Martínez viuda de Mahecha Evangelina, y otros.

Artículo 2°. Notificar personalmente al apoderado doctor: Hernando Osorio Delgado, quien obra en representación de los herederos Leonor Mahecha Martínez, Inés, Pedro Antonio Mahecha Martínez, Higinio Mahecha Martínez y Ana Isabel Mahecha Martínez, los herederos: Martínez viuda Mahecha Evangelina, Mahecha Martínez Juan José, Luis, Teresa, Pablo Emilio, Jesús María, Daniel, Mahecha Martínez Cecilia y demás personas indeterminadas que puedan tener interés en la presente actuación.

Artículo 3°. Si no fuere posible la notificación personal súrtase ella mediante aviso (artículo 69 del C. C. A.).

Artículo 4°. Publíquese la parte decisiva del presente auto, en un diario de amplia circulación. En consecuencia entréguese copia del auto antes mencionado a la Oficina de Publicaciones de la Superintendencia de Notariado y Registro.

Artículo 5°. Formar el expediente correspondiente (artículo 36 del C. C. A.).

Artículo 6°. Esta providencia rige a partir de la fecha de su expedición.

Comuníquese, notifíquese y cúmplase.

Dada en Facatativá, a los tres (3) días del mes de diciembre de dos mil doce (2012).

El Registrador,

Jesús Eduardo Silva Cruz.
(C. F.)

AUTO DE 2012

(diciembre 6)

por medio de la cual se inicia una Actuación Administrativa.

EXP-156-AA-2012-128

El Registrador de Instrumentos Públicos de la Seccional de Facatativá, en uso de sus facultades legales y en especial las conferidas por el Decreto número 2163 de 2011, Ley 1437 de 2011, artículos 54 y 59 de la Ley 1579 de 2012, y

CONSIDERANDO QUE:

...

DECIDE:

Artículo 1°. Iniciar Actuación Administrativa tendiente a establecer la real situación jurídica del predio identificado con el folio de Matrícula Inmobiliaria número 156-0011. 139.

Artículo 2°. Notificar personalmente a los señores Alfredo Galvis Muñeton, Jhon Alfredo Galvis Herrera en representación del menor Jhon Alfredo Galvis Mora o quien haga sus veces, **Mónica Galvis Mora**, **Carmen** Helena Galvis Mora, Celira Galvis Herrera y demás personas indeterminadas que puedan tener interés en la presente actuación.

Artículo 3°. Si no fuere posible la notificación personal súrtase ella mediante aviso (artículo 68 del C. C. A.).

Artículo 4°. Publíquese la parte decisiva del presente auto, en un diario de amplia circulación. En consecuencia entréguese copia del auto antes mencionado a la Oficina de Publicaciones de la Superintendencia de Notariado y Registro.

Artículo 5°. Formar el expediente correspondiente (artículo 36 del C. C. A.).

Artículo 6°. Esta providencia rige a partir de la fecha de su expedición.

Comuníquese, notifíquese y cúmplase.

Dada en Facatativá a los seis (6) días del mes de diciembre de dos mil doce (2012).

El Registrador,

Jesús Eduardo Silva Cruz.
(C. F.)

AUTO DE 2012

(diciembre 7)

por medio de la cual se inicia una Actuación Administrativa.

EXP-156-AA-2012-129

El Registrador de Instrumentos Públicos de la Seccional de Facatativá, en uso de sus facultades legales y en especial las conferidas por el Decreto número 2163 de 2011, Ley 1437 de 2011 artículos 54 y 59 de la Ley 1579 de 2012, y

CONSIDERANDO QUE:

...

DECIDE:

Artículo 1°. Iniciar Actuación Administrativa tendiente a establecer la real situación jurídica de los predios denominados Los Naranjos y Juanchito, identificados con los folios de Matriculas Inmobiliarias número 156-45.622 y 156-00114.542.

Artículo 2°. Notificar personalmente a los señores Hermelinda Bernal Medellín, María Nory Ardila López, Carlos Andrés Guerrero Díaz en representación de la Sociedad Gluggi S.A.S., o quien haga sus veces, Luz Yaneth Méndez Enriquez, y demás personas indeterminadas que puedan tener interés en la presente actuación.

Artículo 3°. Si no fuere posible la notificación personal sùrtase ella mediante aviso (artículo 68 del C. C. A.).

Artículo 4°. Publíquese la parte decisiva del presente auto, en un diario de amplia circulación. En consecuencia entréguese copia del auto antes mencionado a la Oficina de Publicaciones de la Superintendencia de Notariado y Registro.

Artículo 5°. Formar el expediente correspondiente (artículo 36 del C. C. A.).

Artículo 6°. Esta providencia rige a partir de la fecha de su expedición.

Comuníquese, notifíquese y cúmplase.

Dada en Facatativá a los siete (7) días del mes de diciembre de dos mil doce (2012).

El Registrador,

Jesús Eduardo Silva Cruz.
(C. F.).

Oficina de Registro de Instrumentos Públicos
de Bogotá, D. C., Zona Centro

AUTOS

AUTO DE 2012

(noviembre 19)

por medio del cual se inicia una Actuación Administrativa J-054/12.

La Registradora Principal de la Oficina de Registro de Instrumentos Públicos de Bogotá, D. C., Zona Centro, en ejercicio de sus facultades legales, en especial las conferidas por la Ley 1437 de 2011, Ley 1579 de 2012, y

CONSIDERANDO QUE:

...

DISPONE:

Primero. Iniciar Actuación Administrativa tendiente a establecer la real situación jurídica de los inmuebles identificados registralmente con las Matriculas Inmobiliarias 50C-1682316 y 50C-1682217, en consecuencia, ordénase bloquear los folios nombrados, hasta la culminación de la presente actuación.

Segundo. Notifíquese el presente auto a los señores María Piedad Espinosa Virgüez, Édgar Gustavo Sánchez Rodríguez y al Representante Legal de Citibank Colombia, advirtiéndoles que contra el presente acto administrativo no procede ningún recurso en la vía gubernativa (artículo 75 Ley 1437 de 2011).

Tercero. Publíquese el presente acto en un diario de amplia circulación, a costa de los interesados, o en el *Diario Oficial* a costa de esta Oficina.

Cuarto. Comuníquese el presente auto al Juzgado Treinta y Nueve (39) Civil Municipal, a fin de que se tenga en cuenta dentro del Proceso Ejecutivo Singular número 110014003039201100300, de Citibank Colombia contra Édgar Gustavo Sánchez Rodríguez.

Quinto. Fórmese el expediente correspondiente de acuerdo al artículo 38 de la Ley 1437 de 2011

Sexto. El presente auto rige a partir de la fecha de su expedición.

Notifíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 19 de noviembre de 2012.

La Registradora Principal,

Gloria Inés Pérez Gallo.

El Coordinador Área Jurídica,

Franklin Nensthiel Rodríguez.
(C. F.).

AUTO DE 2012

(noviembre 19)

por medio del cual se inicia una Actuación Administrativa J-073/12.

La Registradora Principal de la Oficina de Registro de Instrumentos Públicos de Bogotá, D. C. Zona Centro, en ejercicio de sus facultades legales, en especial las conferidas por la Ley 1437 de 2011, Ley 1579 de 2012, y

CONSIDERANDO QUE:

...

DISPONE:

Primero. Iniciar Actuación Administrativa tendiente a establecer la real situación jurídica del inmueble identificado registralmente con la Matricula Inmobiliaria 50C-718742, en consecuencia, ordénase bloquear el folio, hasta la culminación de la presente actuación.

Segundo. Notifíquese el presente auto al Representante Legal de Industrias y Repuestos Coltracar S.A.S., y Jorge Armando Barragán Quintero, advirtiéndoles que contra el presente acto administrativo no procede ningún recurso en la vía gubernativa (artículo 75 Ley 1437 de 2011).

Tercero. Publíquese el presente acto en un diario de amplia circulación, a costa de los interesados, o en el *Diario Oficial* a costa de esta Oficina.

Cuarto. Fórmese el expediente correspondiente de acuerdo al artículo 38 de la Ley 1437 de 2011.

Quinto. El presente auto rige a partir de la fecha de su expedición.

Notifíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 19 de noviembre de 2012.

La Registradora Principal,

Gloria Inés Pérez Gallo.

El Coordinador Área Jurídica,

Franklin Nensthiel Rodríguez.
(C. F.).

AUTO DE 2012

(noviembre 19)

por medio del cual se inicia una Actuación Administrativa J-054 de 2011.

La Registradora Principal de la Oficina de Registro de Instrumentos Públicos de Bogotá, D. C. Zona Centro, en ejercicio de sus facultades legales, en especial las conferidas por la Ley 1437 de 2011, Ley 1579 de 2012, y

CONSIDERANDO QUE:

...

DISPONE:

Primero. Iniciar Actuación Administrativa tendiente a establecer la real situación jurídica del inmueble identificado registralmente con la Matricula Inmobiliaria 50C-1191440, en consecuencia, ordénase bloquear el folio, hasta la culminación de la presente actuación.

Segundo. Notifíquese el presente auto a José María Navarro y al Representante Legal del Edificio Patricia, señor Jorge Eliécer Gaitán R, advirtiéndoles que contra el presente acto administrativo no procede ningún recurso en la vía gubernativa (artículo 75 Ley 1437 de 2011).

Tercero. Publíquese el presente acto en un diario de amplia circulación, a costa de los interesados, o en el *Diario Oficial* a costa de esta Oficina.

Cuarto. Fórmese el expediente correspondiente de acuerdo al artículo 38 de la Ley 1437 de 2011.

Quinto. El presente auto rige a partir de la fecha de su expedición.

Notifíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 19 de noviembre de 2012.

La Registradora Principal,

Gloria Inés Pérez Gallo.

El Coordinador Área Jurídica,

Franklin Nensthiel Rodríguez.
(C. F.).

AUTO DE 2012

(noviembre 19)

por medio del cual se inicia una actuación administrativa J-031 de 2011.

La Registradora Principal de la Oficina de Registro de Instrumentos Públicos de Bogotá, D. C., Zona Centro, en ejercicio de sus facultades legales, en especial las conferidas por la Ley 1437 de 2011, Ley 1579 de 2012, y

CONSIDERANDO QUE:

...

DISPONE:

Primero. Iniciar Actuación Administrativa tendiente a establecer la real situación jurídica del inmueble identificado registralmente con la Matricula Inmobiliaria 50C-38290, en consecuencia, ordénase bloquear el folio, hasta la culminación de la presente actuación.

Segundo. Ordénese la práctica de la siguiente prueba: Solicitar a la Notaría 48 de Bogotá, copia de la Escritura número 1511 del 24-12-93.

Tercero. Notifíquese el presente auto al Representante Legal de Citibank Colombia y a Pedro Antonio Burgos González, advirtiéndoles que contra el presente acto administrativo no procede ningún recurso en la vía gubernativa (artículo 75 Ley 1437 de 2011). Igualmente comuníquese el presente auto al Juzgado Cuarenta y Cuatro (44) Civil Municipal, a fin de que se tenga en cuenta dentro del Proceso Ejecutivo número 2009-1499, de Citibank Colombia contra Pedro Antonio Burgos González.

Cuarto. Publíquese el presente acto en un diario de amplia circulación, a costa de los interesados, o en el *Diario Oficial* a costa de esta Oficina.

Quinto. Fórmese el expediente correspondiente de acuerdo al artículo 38 de la Ley 1437 de 2011.

Sexto. El presente auto rige a partir de la fecha de su expedición.

Notifíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 19 de noviembre de 2012.

La Registradora Principal,

Gloria Inés Pérez Gallo.

El Coordinador Área Jurídica,

Franklin Nensthiel Rodríguez.

(C. F.)

Oficina de Registro de Instrumentos Públicos de Cúcuta

AUTOS

AUTO DE 2012

(diciembre 6)

por medio del cual se inicia una actuación administrativa relacionada con las Matriculas 260-185982, 260-189755 y 260-230521.

EXPEDIENTE No. 260-A.A.2012-09

La suscrita Registradora Principal de Instrumentos Públicos del Círculo de San José de Cúcuta, en ejercicio de sus facultades, y especial las establecidas en el artículo 59 de la Ley 1579 de 2012, Decreto número 2163 de 2011, Ley 1437 del 2011, Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, y

CONSIDERANDO QUE:

...

RESUELVE:

Artículo 1°. Iniciar actuación administrativa con el fin de clarificar la situación jurídica de los inmuebles identificados con las Matriculas 260-185982, 260-189755 y 260-230521.

Artículo 2°. Notificar el contenido del auto a los señores: Gladys Martina Vera de Ascencio. A: al señor Pedro Miguel Vargas Cordero, y los terceros indeterminados que puedan estar interesados o resultar afectados con la decisión de la actuación.

Artículo 3°. Comunicar al Juzgado Cuarto Civil del Circuito de Cúcuta, para efectos de solicitar la cancelación del embargo ordenado mediante el Oficio número 2132 del 27/06 de 2012, Radicado 2012-00251-00, en la Matrícula 260-185982.

Artículo 4°. Si no fuere posible la notificación personal a los terceros, súpase ella mediante publicación de esta providencia en un diario de amplia circulación nacional o en el *Diario Oficial*, a cargo de la parte solicitante, de conformidad con lo establecido en la Ley 1437 del 2011. Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

Artículo 5°. Bloquear los folios de Matrícula Inmobiliaria 260-185982, 260-189755 y 260-230521 y 260-230521, con el fin de no expedir certificados o dar trámite al proceso registral de documentos, mientras no quede en firme la decisión que dé término a la presente actuación.

Artículo 6°. Formar el expediente correspondiente debidamente foliado (artículo 39 Ley 1437 de 2011. Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.)

Artículo 7°. Esta providencia rige a partir de su expedición.

Una vez cumplido lo ordenado, esta oficina producirá la decisión correspondiente.

Comuníquese, notifíquese y cúmplase.

Dado en Cúcuta, el 6 de diciembre de 2012.

La Registradora Principal de I. P.,

Zoraida Arce Cartagena.

(C. F.)

AUTO DE 2012

(octubre 24)

por medio del cual se inicia una actuación administrativa relacionada con las Matriculas: 260-64, 260-4669, 260-106821, 260-106822, 260-250602 y 260-270693.

EXPEDIENTE No. 2012-260-AA-10

La suscrita Registradora Principal de Instrumentos Públicos del Círculo de San José de Cúcuta, en ejercicio de sus facultades, y especial las establecidas en el artículo 59 de la Ley 1579 de 2012, Decreto número 2163 de 2011, artículo 35 y siguientes de la Ley 1437 de 2011. Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, y

CONSIDERANDO QUE:

...

RESUELVE:

Artículo 1°. Iniciar actuación administrativa con el fin de clarificar la situación jurídica de los inmuebles identificados con las Matriculas: 260-64, 260-4669, 260-106821, 260-106822, 260-250602 y 260-270693.

Artículo 2°. Notificar el contenido del auto a los señores Blanca Esther Bustos Márquez, Liliana del Pilar Gómez Gómez, Maira Alejandra Gómez Tami, Paola Andrea Gómez Gómez, José Yair Gómez Mora, Camilo Andrés Gómez Ramírez, Meggen Elisa Quilaguay Fajardo, Carlos Julio Gélvez Buitrago, Pablo Emilio García Camacho, Carlos Fernando Ramírez Romero, Frank Leonardo Sandoval Chávez, Brígida Márquez Pinzón, inscritos en la Matrícula 260-270693, Teodoro Rangel Soto, inscrito en la Matrícula 260-106821, Empresa Industrial y Comercial de Cúcuta, inscrita en la Matrícula: 260-4669, Yamile Abrajim de Pérez, Abraham Abrajim Rodríguez, inscritos en la Matrícula 260-64, Castellanos Nelly, inscrita en la Matrícula 260-106822, y, a los terceros indeterminados que puedan resultar afectados con la actuación.

Artículo 3°. Comunicar al Instituto Geográfico Agustín Codazzi, el contenido del auto.

Artículo 4°. Si no fuere posible la notificación personal a los terceros, súpase ella mediante publicación de esta providencia en un diario de amplia circulación nacional cargo de la parte interesada, o en el *Diario Oficial*, de conformidad con lo establecido en los artículos 66 y 67 de la Ley 1437 del 2011. Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

Artículo 5°. Bloquear los folios de Matrícula Inmobiliaria número 260-64, 260- 4669, 260-106821, 260-106822, 260-250602 y 260-270693, a fin de no expedir certificados o dar trámite al proceso registral de documentos, mientras no quede en firme la decisión, que dé término a la presente actuación.

Artículo 6°. Si fuere necesario la expedición de algún certificado relacionado con alguna de las matrículas citadas, se dejara constancia de esta situación, con anotación de la fecha hora y demás datos inherentes a la expedición.

Artículo 7°. De hacerse necesario, para mayor claridad al momento de expedir la resolución, que dé término a la Actuación Administrativa, oficiar a todas las personas, y Entidades vinculadas, que se considere necesario para solicitar aporte de documentos, que conlleve a clarificar la actuación y con ello poder proferir una resolución ajustada a derecho.

Artículo 7°. Formar el expediente correspondiente debidamente foliado (artículo 36 de la Ley 1437 del 2011 (Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo).

Artículo 8°. Esta providencia rige a partir de la fecha de su expedición.

Artículo 9°. Una vez cumplido lo ordenado, esta Oficina producirá la decisión correspondiente.

Comuníquese, notifíquese y cúmplase.

Dado en San José de Cúcuta, el 24 de octubre de 2012.

La Registradora Principal de I. P. del Círculo de Cúcuta,

Zoraida Arce Cartagena.

(C. F.)

Oficina de Registro Instrumentos Públicos de Vélez

AVISOS

Por medio del cual se notifica al señor Marco Tulio Piratova Rodríguez y al Banco Agrario de Colombia, el acto de inscripción de: Extinción del derecho de dominio privado a favor de la Nación, y de la cancelación de hipoteca, contenida en la Escritura número 43 de enero 28 de 1965 de la Notaría Primera de Vélez, de acuerdo a la Resolución número 372 de marzo 23 de 2012 del Incoder Bogotá sobre los predios denominados "La Esperanza y lote Segundo La Esperanza" con folios de Matriculas número 324-38749 y 324-38765, ubicados en el municipio de Cimitarra de acuerdo a lo preceptuado en la Ley 1437 de 18 de enero de 2011 artículo 69 (Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo), y artículo 24 de la Ley 1579 de 2012, cuyo formulario de Calificación Formato de inscripción, se anexa a este aviso para ser publicado.

Se advierte que la notificación se considerará surtida al finalizar el día siguiente del retiro del aviso, artículo 69 Ley 1437 de enero 18 de 2011 (Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo).

Para notificar a las partes interesadas se fija el presente hoy cinco (5) de diciembre de dos mil doce (2012) a las 8:00 a. m., por término de cinco (5) días hábiles, el cual permanecerá hasta las 4:00 p. m., del día once (11) de diciembre del año en curso.

La Registradora Seccional,

Gloria María Fontechea Rueda.

(C. F.)

ORIPVELEZ Oficio N° 2620

Vélez, 27 de noviembre de 2012

Señor

MARCO TULLIO PIRATOVA RODRÍGUEZ

Ref.: Citación para notificar acto de inscripción de extinción del dominio.

Cordial saludo:

Por el presente me permito solicitarle que **de conformidad con el artículo 24 de la Ley 1579 de 2012 y los artículos 67, 68 y 70 de la Ley 1437 de enero 18 de 2011 (Nuevo Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo)**, se sirva(n) comparecer ante la Oficina de Registro de Instrumentos Públicos de Vélez, en el término de cinco (5) días, para notificarle(s) el Acto de inscripción de: **Extinción del derecho de dominio privado a favor de la Nación y cancelación de hipoteca**, contenida

en la Escritura número 43 de enero 28 de 1965 de la Notaría Primera de Vélez, de acuerdo a la Resolución número 372 de marzo 23 de 2012 del Incodec Bogotá, sobre los predios denominados "La Esperanza y lote Segundo La Esperanza" con folios de Matriculas número 324-38749 y 324-38765, ubicados en el municipio de Cimitarra.

En caso de no hacerse presente para la notificación esta se surtirá de acuerdo a lo preceptuado en el artículo 69 de la misma ley.

Cordialmente,
La Registradora Seccional,

Gloria María Fontecha Rueda.
(C. F.).

ORIPVELEZ Oficio N° 2621
Vélez, 27 de noviembre de 2012
Señores

BANCO AGRARIO DE COLOMBIA

Ref.: Citación para notificar acto de inscripción de cancelación de hipoteca por extinción del dominio.

Cordial saludo:

Por el presente me permito solicitarle que **de conformidad con el artículo 24 de la Ley 1579 de 2012 y los artículos 67, 68 y 70 de la Ley 1437 de enero 18 de 2011 (Nuevo Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo)**, se sirva(n) comparecer ante la Oficina de Registro de Instrumentos Públicos de Vélez, en el término de cinco (5) días, para notificarle(s) el Acto de inscripción de: Cancelación de hipoteca, contenida en la Escritura número 43 de enero 28 de 1965 de la Notaría Primera de Vélez, **por la extinción del derecho de dominio privado a favor de la Nación**, de acuerdo a la Resolución número 372 de marzo 23 de 2012 del Incodec Bogotá, sobre los predios denominados "La Esperanza y lote Segundo La Esperanza" con folios de Matriculas número 324-38749 y 324-38765, ubicados en el municipio de Cimitarra.

En caso de no hacerse presente para la notificación esta se surtirá de acuerdo a lo preceptuado en el artículo 69 de la misma ley.

Cordialmente,
La Registradora Seccional,

Gloria María Fontecha Rueda.

22

FORMULARIO DE CALIFICACION
CONSTANCIA DE INSCRIPCION

Página 1
Impreso el 27 de Noviembre de 2012 a las 11:03:48 a.m.
No tiene validez sin la firma y sello del registrador en la última pagina

Con el turno 2012-5183 se calificaron las siguientes matriculas:
38749 38765

Nro Matricula: 38749

CIRCULO DE REGISTRO: 324 VELEZ No. Catastro:
MUNICIPIO: CIMITARRA DEPARTAMENTO: SANTANDER TIPO PREDIO: RURAL

DIRECCION DEL INMUEBLE
1) LOTE - LA ESPERANZA-

ANOTACION: Nro 4 Fecha: 26-11-2012 Radicacion: 2012-5183 VALOR ACTO: \$
Documento: RESOLUCION 372 del: 23-03-2012 INSTITUTO COLOMBIANO DE DESARROLLO RURAL - INCODER de BOGOTA D. C.
ESPECIFICACION: 0142 EXTINCION DEL DERECHO DE DOMINIO PRIVADO (MODO DE ADQUISICION)

PERSONAS QUE INTERVIENEN EN EL ACTO (X-Titular de derecho real de dominio, I-Titular de dominio incompleto)
DE: INCODER
A: LA NACION X

ANOTACION: Nro 5 Fecha: 26-11-2012 Radicacion: 2012-5183 VALOR ACTO: \$ 12.000.00
Documento: RESOLUCION 372 del: 23-03-2012 INSTITUTO COLOMBIANO DE DESARROLLO RURAL - INCODER de BOGOTA D. C.
ESPECIFICACION: 0842 CANCELACION PROVIDENCIA ADMINISTRATIVA HIPOTECA CONTENIDA EN LA ESC. 43 DE ENE.28/1965 NOT. 1 VELEZ.
Se cancela la anotacion No. 2

PERSONAS QUE INTERVIENEN EN EL ACTO (X-Titular de derecho real de dominio, I-Titular de dominio incompleto)
DE: CAJA DE CREDITO AGRARIO INDUSTRIAL Y MINERO
A: PIRATOVA RODRIGUEZ MARCO TULIO

Nro Matricula: 38765

CIRCULO DE REGISTRO: 324 VELEZ No. Catastro:
MUNICIPIO: CIMITARRA DEPARTAMENTO: SANTANDER TIPO PREDIO: RURAL

DIRECCION DEL INMUEBLE
1) LOTE SEGUNDO LA ESPERANZA.

ANOTACION: Nro 4 Fecha: 26-11-2012 Radicacion: 2012-5183 VALOR ACTO: \$
Documento: RESOLUCION 372 del: 23-03-2012 INSTITUTO COLOMBIANO DE DESARROLLO RURAL - INCODER de BOGOTA D. C.
ESPECIFICACION: 0142 EXTINCION DEL DERECHO DE DOMINIO PRIVADO (MODO DE ADQUISICION)

PERSONAS QUE INTERVIENEN EN EL ACTO (X-Titular de derecho real de dominio, I-Titular de dominio incompleto)
DE: INCODER

FORMULARIO DE CALIFICACION
CONSTANCIA DE INSCRIPCION

Página 2
Impreso el 27 de Noviembre de 2012 a las 11:03:48 a.m.
No tiene validez sin la firma y sello del registrador en la última pagina

A: LA NACION X

ANOTACION: Nro 5 Fecha: 26-11-2012 Radicacion: 2012-5183 VALOR ACTO: \$ 12.000.00
Documento: RESOLUCION 372 del: 23-03-2012 INSTITUTO COLOMBIANO DE DESARROLLO RURAL - INCODER de BOGOTA D. C.
ESPECIFICACION: 0842 CANCELACION PROVIDENCIA ADMINISTRATIVA HIPOTECA CONTENIDA EN LA ESC. 43 DE ENE.28/1965 NOT. 1 VELEZ.
Se cancela la anotacion No. 2

PERSONAS QUE INTERVIENEN EN EL ACTO (X-Titular de derecho real de dominio, I-Titular de dominio incompleto)
DE: CAJA DE CREDITO AGRARIO INDUSTRIAL Y MINERO
A: PIRATOVA RODRIGUEZ MARCO TULIO

FIN DE ESTE DOCUMENTO
El interesado debe comunicar al registrador cualquier falla o error en el registro de los documentos

Funcionario Calificador	Fecha: (Día Mes Año)	El Registrador: (Firma)
-------------------------	-----------------------------	----------------------------

ABOGADOS,

SUPERINTENDENCIA
DE NOTARIADO
Y REGISTRO
LA GUARDA DE LA FE PUBLICA

(C. F.).

Dirección de Pensiones de la Secretaría de Hacienda
del departamento de Cundinamarca,

EDICTOS

El Profesional Universitario de la Dirección de Pensiones de la Secretaría de Hacienda del departamento de Cundinamarca,

HACE SABER:

Que el día 29 de junio de 2000, falleció el señor José Heraclio Turriago Guevara, quien se identificó con cédula de ciudadanía número 3030131 y a reclamar el reconocimiento y pago de la indemnización sustitutiva de sobrevivientes, se presentó la señora Irene Baquero Guevara, identificada con cédula de ciudadanía número 20529507, en calidad de compañera permanente del causante.

Que el objeto de esta publicación es avisar a las personas que crean tener igual o mejor derecho, que deben manifestarlo mediante escrito radicado en esta dependencia, dentro de los treinta (30) días siguientes a la publicación del presente aviso.

Que este aviso se publica de conformidad con lo establecido en los artículos 212 del Código Sustantivo del Trabajo y 15 del Código Contencioso Administrativo y demás normas concordantes.

Luis Carlos Bohórquez Bohórquez.

Imprenta Nacional de Colombia. Recibo 21202098. 19-XII-2012. Valor \$32.200.

Consulte
nuestros
servicios

atencion_cliente@imprenta.gov.co

