



**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**INFORME DE GESTIÓN Y DE RESULTADOS  
2011 - 2012**

**Junio de 2012**

## **INFORME DE GESTIÓN Y DE 2011 - 2012**

### **Objetivo No 1 SECTOR ENERGÍA ELÉCTRICA**

#### **1.1 MERCADO MAYORISTA**

Teniendo en cuenta que se tiene asegurado el suministro de energía para el corto plazo, en el año 2011 la CREG trabajó en el aseguramiento de la suministro de la energía para el mediano y largo plazo para los cual expidió normas con ajustes a las subastas de energía firme del cargo por confiabilidad, anillos de seguridad, metodología para definir la energía firme de plantas eólicas, incentivos para el desarrollo de proyectos de gas natural importado por parte de generadores térmicos. También se convocaron las subastas para asignar los nuevos de proyectos de generación.

Adicionalmente se definieron normas para adelantar auditorias a los procesos del operador el mercado de energía mayorista con el fin de garantizar la transparencia del mercado.

##### **1.1.1 Convocatoria a Subastas del Cargo por Confiabilidad**

Mediante la Resolución CREG-056 de 2011 la CREG convocó a agentes generadores y nuevos inversionistas a participar en la Subasta de Reloj Descendente (SRD) para la construcción de nuevos plantas de generación en un período de cuatro años, que corresponde a la energía firme para el período diciembre 2015 a noviembre 2016. Adicionalmente, se convocó a la Subasta de Sobre Cerrado o Subasta de Plantas GPPS (SGPPS) para plantas nuevas cuyo período de construcción es superior a cuatro años.

Los resultados de las diferentes subastas señaladas fueron los siguientes:

**TABLA 1. RESULTADOS SUBASTA SRD PARA 2015 - 2016**

| PLANTA                 | UBICACIÓN      | ENERGÍA<br>GWh/AÑO | CAPACIDAD<br>MW | TIPO       | AÑO<br>ENTRADA | PRECIO<br>US\$/MWh |
|------------------------|----------------|--------------------|-----------------|------------|----------------|--------------------|
| Tasajero II            | Norte de S/der | 1,332              | 160             | Térmica    | 2015           | 15.7               |
| Gecelsa 32             | Córdoba        | 1,971              | 250             | Térmica    | 2015           | 15.7               |
| San Miguel             | Antioquia      | 123                | 42              | Hidráulica | 2015           | 15.7               |
| Ambeima                | Tolima         | 75                 | 45              | Hidráulica | 2015           | 15.7               |
| Carlos Lleras Restrepo | Antioquia      | 200                | 78              | Hidráulica | 2015           | 15.7               |

**TABLA 2 RESULTADOS SUBASTA GPPS PARA LOS AÑOS 2016 A 2021**

| PLANTA            | UBICACION | ENERGÍA<br>GWh/AÑO | CAPACIDAD<br>MW | TIPO       | AÑO<br>ENTRADA | PRECIO<br>US\$/MWh |
|-------------------|-----------|--------------------|-----------------|------------|----------------|--------------------|
| Termonorte        | Magdalena | 619                | 88              | Térmica    | 2017           | 14.9               |
| Porvenir II       | Antioquia | 1,445              | 352             | Hidráulica | 2018           | 11.7               |
| Sogamoso          | Santander | 1,440*             | 820             | Hidráulica | 2016           | 15.7               |
| Pescadero-Ituango | Antioquia | 3,482**            | 1,200           | Hidráulica | 2021           | 15.7               |

\*Energía adicional a la asignada en el 2008 para un total de asignaciones de 3.790 GWh/año

\*\* Energía adicional a la asignada en el año 2008 para un total de asignaciones de 4.567 GWh/año

Se publicó para comentarios la Resolución de Consulta CREG-035 de 2012 por la cual se complementan las reglas de las Subastas de Reconfiguración como parte de los Anillos de Seguridad del Cargo por Confiabilidad.

### **1.1.2 Gas Natural Importado**

Teniendo en cuenta las características de consumo estacional y en situaciones de hidrología crítica de gas natural de los generadores térmicos, se expidió la Resolución CREG-106 de 2011 mediante la cual se define la opción para que los generadores térmicos que respaldan obligaciones del Cargo por Confiabilidad gas natural lo puedan hacer con gas natural importado de mercados competitivos Energía Firme de Plantas Eólicas.

Con el fin de que todas las tecnologías puedan participar en igualdad de condiciones en las subasta del cargo por confiabilidad, se expidió la Resolución CREG-148 de 2011 mediante la cual se define la metodología para el cálculo de la energía firme de planta eólicas.

### **1.1.3 Anillos de Seguridad**

Para permitir que las plantas de generación que tengan obligaciones con el cargo por confiabilidad puedan cubrir las salidas por mantenimientos y atrasos en la construcción, se expidió la Resolución CREG-153 de 2011 en donde se complementan los esquemas de anillos de seguridad a saber: mercado secundario, demanda desconectable y plantas de última instancia.

### **1.1.4 Auditorias al Operador del Mercado**

El operador del mercado de energía mayorista es el encargado de adelantar todos los procesos comerciales, operativos y transacciones internacionales quien debe adelantar estos procesos de acuerdo con la regulación. Para asegurar que esto sea así, se expidió la Resolución CREG-155 de 2001 mediante se define las auditorias al Centro Nacional de Despacho y al Liquidador y Administrador de Cuentas para verificar la forma en que se viene adelantando la aplicación de las normas sobre estos aspectos.

### **1.1.5 Mercado Organizado (MOR).**

Esquema para adelantar las compras de energía del mercado regulado mediante esquema de subastas. Se expidió la Resolución CREG-090 de 2011 para comentarios. A partir de la discusión con los diferentes actores del mercado, se decidió ampliar el alcance del trabajo para incorporar nuevos elementos. Se presentará un nuevo proyecto de resolución de Consulta para revisión y análisis de la Sesión CREG.

**1.1.6 Normas para condiciones de crisis.** Establece las reglas de operación que se tendrían en el evento de presentarse una situación de crisis, tal como lo puede ser la presencia del fenómeno de “El Niño”. Se expidió la Resolución CREG-146 de 2011.

En el año 2012, la CREG viene desarrollando la regulación en cuanto al cargo por confiabilidad; se pretende desarrollar el esquema de subastas de reconfiguración y las asignaciones de obligaciones de energía el período diciembre de 2016 a noviembre de 2017.

En cuanto a la operación se están desarrollando los temas de: Promoción de la competencia, restricciones y mercado de generación para control de frecuencia.

## **1.2 TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

La metodología de remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica se estableció en la Resolución CREG 011 de 2009. Con base en esta metodología se han aprobado y ajustado los inventarios de activos de los transmisores y se están estudiando temas relacionados con la calidad y la expansión del Sistema de Transmisión Nacional, STN

### **1.2.1 Aprobación de inventarios a cada Transmisor**

Durante 2011 se resolvieron los recursos de reposición presentados por ISA y Transelca, relacionados con el reconocimiento de sus inventarios. Adicionalmente, por la entrada en servicio de nuevos activos se aprobaron actualizaciones de los inventarios de EPM ISA, Transelca y Distasa.

### **1.2.2 Ajuste de resoluciones relacionadas con la expansión de la transmisión**

Para la adecuación de la Resolución CREG 022 de 2001, mediante la cual se aprobaron los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional, y se estableció la metodología para determinar el ingreso regulado por concepto del uso de este sistema, se consideró conveniente hacer una revisión más detallada sobre varios aspectos de importancia. En noviembre de 2011, teniendo en cuenta que para dar inicio a la construcción de algunos proyectos se requería de ciertos ajustes, se expidió la Resolución CREG 147 mediante la cual se hizo una modificación en lo relacionado con el tema de ampliaciones.

### **1.2.3 Convocatorias en el STN**

La CREG estuvo atenta al desarrollo de los procesos de libre competencia adelantados por la UPME para seleccionar inversionistas encargados de ejecutar los proyectos de expansión del STN. Una vez seleccionado el adjudicatario y verificada la documentación exigida, la CREG procedió a expedir la resolución que oficializó el ingreso a recibir por el adjudicatario de la construcción y operación del proyecto.

En junio de 2011 se expidió la resolución CREG 063 haciendo oficiales los ingresos para remunerar la ejecución del proyecto que permitirá conectar la central hidroeléctrica Sogamoso al STN.

En lo corrido del año de 2012 se han expedido las resoluciones que hacen oficiales los ingresos de las convocatorias para construir los proyectos: Armenia, Alférez y El Quimbo.

### **1.2.4 Reglamento de eventos y cálculo de energía no suministrada**

Dentro de las actividades previstas en la metodología de remuneración del Sistema de Transmisión Nacional, STN, está la de adoptar un reglamento para el reporte de las maniobras y eventos que se presenten y definir un procedimiento para calcular la energía que se dejó de entregar cuando ocurrieron los mencionados eventos.

Lo anterior, con el propósito de estimar las compensaciones que de acuerdo con la metodología vigente se trasladan al usuario como un menor valor del costo de prestación del servicio.

Durante los años 2011 y 2012 se han realizado varias jornadas de trabajo en forma conjunta con el Centro Nacional de Despacho, CND, y con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, con el propósito de analizar aspectos a tener en cuenta en la regulación definitiva que se expida teniendo en cuenta la propuesta que fue

publicada para consulta en el año 2010 y los comentarios recibidos. Se espera tener la resolución definitiva en el primer semestre del presente año.

Durante el primer semestre de 2012 se espera publicar para consulta el proyecto de resolución para ajustar la Resolución CREG 022 de 2001 en relación con la expansión del STN.

Se espera que la resolución de calidad en el STN, en donde precisa el reglamento de reporte de eventos y el cálculo de la energía no entregada en el STN, quede en firme durante el primer semestre de 2012.

### **1.3.1 DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Durante el periodo 2011 - 2012 la CREG trabajó en metodologías para optimizar los recursos del sector eléctrico y mejorar la calidad del servicio que reciben los usuarios. En tal sentido estableció un procedimiento para que las empresas distribuidoras implementen planes con lo cuales reduzcan las pérdidas de energía y otro para que se disminuya la cantidad de cortes (continuidad) y se mejore el producto que se entrega (potencia).

Dada la importancia que tiene la medida de los consumos de energía eléctrica tanto para las empresas como para los usuarios, se trabajó en la actualización del Código de Medida, con el cual se establecen todos los requisitos que deben cumplir los equipos para tal fin.

También se adelantó el estudio de la fusión de mercados de comercialización y su consecuencia en la cobertura y costos de comercialización y distribución, cuyo informe final fue publicado a través de la Circular CREG 055 de 2011.

#### **1.3.1.1 Metodología para remunerar planes de reducción de pérdidas**

La CREG estableció una metodología para que las empresas de distribución puedan desarrollar planes remunerados que les permitan reducir las pérdidas no técnicas de energía, es decir aquellas que se producen cuando alguien toma de manera ilegal la energía del sistema (Manipulación indebida de medidores o deficientes sistemas de facturación ó cables conectados ilícitamente a la red).

#### **1.3.1.2 Alumbrado Público**

Si bien el alumbrado público no es un servicio público domiciliario, a través del Decreto 2424 de 2006 y de la Ley 1150 de 2007 el gobierno nacional delegó en la Comisión dos aspectos de esta actividad:

- Costos máximos y,
- Facturación y recaudo conjunto con el servicio de energía eléctrica.

A continuación se presentan los logros de la Comisión en esta materia.

#### **1.3.1.3 Costos máximos del servicio de alumbrado público**

En relación con el establecimiento de los costos máximos que deberán aplicar los municipios o distritos, para remunerar a los prestadores del servicio de Alumbrado Público así como el uso de los activos vinculados a los respectivos sistemas, la Comisión, posterior a un intenso proceso de consulta y discusión con todos los grupos de interés, concretó la actividad con la expedición de la Resolución CREG 123 de 2011.

#### **1.3.1.4 Facturación y Recaudo Conjunto del servicio de Alumbrado Público**

Se estableció una metodología para regular el contrato y el costo de facturación y recaudo conjunto con el servicio de energía, de la contribución creada por la Ley 97 de 1913 y 84 de 1915 con destino a la financiación del servicio de alumbrado público en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 29 de la Ley 1150 de 2007 a través de la Resolución CREG 122 de 2011.

Se recibieron comentarios a la mencionada metodología de los diferentes sectores relacionados con el servicio de alumbrado público por parte de municipios, concesionarios, operadores de red, comercializadores y consultores, respecto de los temas de Costo de facturación y desprendible separado.

En el mes de enero de 2012 la Comisión aprobó la metodología de facturación y recaudo del impuesto de alumbrado público con los ajustes respectivos.

Con la Resolución 005 de 2012, se modifica la Resolución 122 de 2011, mediante la cual se regula el contrato y el costo de facturación y recaudo conjunto con el servicio de energía, del impuesto creado por la Ley 97 de 1913 y 84 de 1915, con destino a la financiación de alumbrado público.

#### **1.3.1.5 Actualización de cargos de distribución**

Cuando entran en operación nuevos activos en el sistema de transmisión regional, STR, la metodología de remuneración de la actividad tiene prevista su actualización. Por esta razón durante el 2011 y 2012 se actualizaron los cargos de las empresas CHEC, Condensa, Electricaribe, Enertolima, EBSA, EPSA, EPM y EEP. Esta actividad es permanente y se desarrolla a la medida que llega la solicitud de actualización por parte de un Operador de Red.

#### **1.3.1.6 Actualización del Código de medida**

El objetivo de la actualización es unificar y actualizar las reglas para la medición de energía eléctrica que son aplicadas en el Sistema Interconectado Nacional.

En el proceso de actualización, la Comisión adelantó varias reuniones y visitas con los diferentes actores que participan en el proceso de medición para conocer de primera mano los procedimientos aplicados. Así mismo, solicitó información al mercado para estimar las condiciones actuales de los sistemas de medición y evaluar la aplicación de las nuevas tecnologías disponibles.

Como resultado de los análisis realizados se elaboró la propuesta de modificación del Código de medida y el documento que soporta las propuestas realizadas, los cuales fueron publicados para comentarios en la Resolución CREG 020 de 2012. Dentro del trámite correspondiente la Comisión adelantó un taller para la presentación de la propuesta a la industria y terceros interesados.

#### **1.3.1.7 Convocatorias del STR**

La ley y la regulación han establecido diferentes mecanismos para que se realice la expansión de los STR cuando el OR no ejecuta las obras necesarias para atender la demanda. Con el fin de establecer los procedimientos y regular los mecanismos de participación, se elaboró una propuesta para que, con unas condiciones previas, los proyectos de expansión del STR puedan ejecutarse mediante procesos de libre concurrencia.

En diciembre de 2011 se expidió la Resolución CREG 198 donde se dio a conocer la propuesta que contiene los procedimientos a seguir para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional mediante mecanismos de libre competencia.

En el mes de febrero de 2012 se hizo la presentación de la propuesta a los agentes y a los posibles terceros interesados. Se están analizando los comentarios recibidos.

#### **1.3.1.8 Calidad del Servicio en distribución de energía eléctrica**

Para la distribución de energía eléctrica se hace uso de dos grandes grupos de activos: El STR que corresponde a los activos que permiten acercar desde los grandes centros de producción, hasta los límites de las zonas pobladas y el SDL que permite llevar la energía hasta los puntos de consumo tales como casas, industrias, comercio y oficinas. Las actividades realizadas para evaluar la calidad en la prestación del servicio en cada uno de estos sistemas se presenta a continuación:

#### **1.3.1.9 Reglamento de eventos y cálculo de energía no suministrada**

Dentro de las actividades previstas en la Resolución CREG 097 de 2008 está la de adoptar un reglamento para el reporte de las maniobras y los eventos que se presenten en el Sistema de Transmisión Regional - STR y definir un procedimiento para calcular la cantidad de energía que se dejó de entregar cuando ocurrieron los eventos. Esto tiene el propósito de estimar las compensaciones que de acuerdo con la metodología vigente se trasladan al usuario como un menor valor del costo de prestación del servicio.

Durante los años 2011 y 2012 se han realizado varias jornadas de trabajo en forma conjunta con el Centro Nacional de Despacho, CND, y con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, con el propósito de analizar aspectos a tener en cuenta en la regulación definitiva que se expida teniendo en cuenta la propuesta que fue publicada para consulta en el año 2010 y los comentarios recibidos.

#### **1.3.1.10 Calidad del servicio en el SDL**

Una parte importante de la calidad desde el punto de vista regulatorio, es la asociada a la continuidad del servicio que se presta a los usuarios. La forma de medir el desempeño de la empresa en este aspecto está asociada con la duración de las interrupciones del servicio.

La regulación relacionada con la calidad del servicio entregada por las empresas de distribución en los niveles de tensión 1, 2 y 3 está establecida en la Resolución CREG 097 de 2008. El esquema de calidad busca incentivar a las empresas de distribución para que mejoren el nivel de calidad del servicio que prestan a sus usuarios.

Durante la aplicación de este esquema, las empresas distribuidoras de energía aumentan o disminuyen la tarifa o cargo que cobran a los usuarios por concepto de distribución (componente Dt en la factura) en la medida en que mejoran o desmejoran la calidad del servicio que prestan. Estas mejoras o desmejoras son medidas con respecto a un nivel de calidad de referencia particular para cada empresa, establecido por la CREG.

Adicional a la variación en la tarifa, el esquema prevé que cuando la calidad del servicio recibida por un usuario es inferior al nivel de referencia, en el que ese usuario es clasificado según su grupo de calidad, la empresa debe compensarlo en forma monetaria. El grupo de calidad al que pertenece cada usuario es informado en la factura.

Para la aplicación del esquema las empresas deben cumplir con los requisitos determinados en la regulación, la cual además establece que el desempeño de la empresa y la correcta aplicación del esquema serán revisados mediante la aplicación de auditorías.

Durante el año 2011 y lo corrido de 2012 se continuó trabajando en la implementación del nuevo esquema. Para este fin las labores ejecutadas fueron las siguientes:

- Se establecieron para todos los Operadores de Red del sistema interconectado los índices de referencia necesarios para la aplicación del esquema.
- Se contrató y desarrolló un estudio encaminado a identificar aspectos a tener en cuenta en la aplicación de las auditorías a la información. El consultor presentó los resultados en un taller realizado en el mes de noviembre de 2011 y las respuestas a los comentarios recibidos fueron publicadas por la CREG mediante circular de enero de 2012.
- Se encuentra en preparación la propuesta regulatoria para establecer el mecanismo de auditorías del esquema, con base en el estudio mencionado en el numeral anterior.
- Durante el año 2012, la CREG propenderá por lograr la disminución de las pérdidas no técnicas en el sistema interconectado, continuando con la aplicación de la metodología aprobada y realizando los demás esfuerzos regulatorios necesarios en el logro de este objetivo.
- A fin de proporcionar las herramientas necesarias para la correcta aplicación del esquema de calidad del servicio y de esta forma cerrar el ciclo que se debe cumplir para su implementación y revisión, durante el segundo semestre de 2012 se expedirá la resolución de consulta sobre criterios y lineamientos que deben ser tenidos en cuenta en las auditorías a la información correspondiente.

### **1.3.2 COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

#### **Introducción**

Durante el año 2011 la CREG trabajó en la definición de reglas aplicables a las empresas que desarrollan la actividad de comercialización de energía eléctrica, es decir para aquellas empresas que compran y venden energía eléctrica en el mercado mayorista con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales. Lo anterior a fin de precisar el alcance de las obligaciones y las responsabilidades de dichas empresas.

También avanzó en la definición de la metodología de remuneración de la actividad, entendida como lo que hay que pagar a los comercializadores por atender usuarios finales regulados.

#### **Desarrollo**

##### **1.3.2.1 Reglamento de Comercialización de Energía Eléctrica**

Se analizó la regulación existente respecto a la relación de los comercializadores de energía eléctrica con los demás agentes de la cadena, para determinar los cambios que se requerían en la regulación vigente, en pro de establecer responsabilidades claras para los comercializadores y otros agentes que faciliten la interacción entre ellos, disminuir riesgos y promover la competencia en la actividad.

## Avances y logros

El desarrollo del reglamento de comercialización de energía eléctrica implicó trabajar también en la regulación sobre: i) el registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo; ii) garantías y pagos anticipados de los agentes participantes en el mercado de energía mayorista; y iii) el reglamento de mecanismos de cubrimiento para el pago de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional y del sistema de distribución local. El trabajo abarcó la expedición de 4 resoluciones en forma definitiva.

**TABLA 3 RESULTADOS ESPECÍFICOS EN CUANTO A RESOLUCIONES EXPEDIDAS Y TEMAS ABORDADOS**

| RESOLUCION | COMENTARIOS  |
|------------|--|
| 156/2011   | La cual establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de Operación                        |
| 157/2011   | Donde se modifican las normas sobre el registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo y se adoptan otras disposiciones              |
| 158/2011   | Se modifican algunas disposiciones en materia de garantías y pagos anticipados de los agentes participantes en el Mercado de Energía Mayorista               |
| 159/2011   | Adopta el Reglamento de Mecanismos de Cubrimiento para el Pago de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Regional y del Sistema de Distribución Local |

En el 2012, se han expedido las Resoluciones CREG 009,043 de 2012; las cuales contiene los ajustes a las Resoluciones CREG 156,157,158y 159 de 2011, motivadas entre otros por la armonización regulatoria requerida con Ecuador.

### 1.3.2.2 Metodología de Remuneración de Comercialización de Energía Eléctrica

Se avanzó en la determinación de la metodología de remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica, que considera: i) las políticas sectoriales; ii) el modelo de comercialización más apropiado para la actividad; y iii) los riesgos y particularidades propios de la actividad.

Durante el año 2012, se han expedido las Resoluciones CREG 044 y 045 de 2012, las cuales contienen los criterios generales propuestos para remunerar la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

La CREG, pretende establecer un esquema de prestador de última instancia (PUI) que garantice la continuidad en la prestación del servicio a los usuarios en aquellos casos en que el comercializador que lo atiende sea retirado del mercado.

Así mismo, expedir la normatividad definitiva sobre los indicadores de calidad en la atención a los usuarios, de tal forma que se establezcan estándares de calidad para la actividad de comercialización.

### **1.3.3 ZONAS NO INTERCONECTADAS**

#### **1.3.3.1 Solicitud Revisión Tarifaria**

##### **Objetivos**

Análisis de las solicitudes de revisión tarifaria presentadas por las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica de las ZNI, en el marco de las Leyes 142 y 143 de 1994 y de la Resolución CREG 091 de 2007.

##### **Avances y Logros**

Se analizaron ocho (8) solicitudes presentadas por las empresas a la CREG, mediante apertura de las correspondientes actuaciones administrativas con los siguientes resultados:

- Siete (7) resoluciones resolviendo solicitudes de revisión tarifaria.
- Una (1) solicitud pendiente de resolver.

En lo corrido del año 2012, se expidió de la Resolución 025 de 2012 con la cual se resuelve la solicitud de modificación por mutuo acuerdo de la Resolución 091 de 2007, efectuada por la Empresa de Energía del Guainía La Ceiba S.A

Adicionalmente se emitió la Resolución 050 de 2012 Con la cual se decidió el recurso de reposición en contra de la resolución 025 de 2012.

#### **1.3.3.2 Fórmula Tarifaria**

##### **Objetivos**

Poner en conocimiento de las empresas de las Zonas No Interconectadas las bases sobre las cuales se efectuarán los estudios para determinar las fórmulas del período tarifario siguiente, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 127 de la Ley 142 de 1994 y el artículo 11 del Decreto 2696 de 2004.

##### **Avances y Logros**

Tras realizar reuniones con los prestadores del servicio y entidades del sector relacionadas con las Zonas No Interconectadas, la Comisión ha recopilado los comentarios presentados, los cuales están siendo analizados por la CREG para la definición de las bases conceptuales para la remuneración del servicio de energía eléctrica en las ZNI en el nuevo período tarifario. Producto de este análisis se ha elaborado un documento preliminar de definición de bases.

En el mes de Abril de 2012, se contrató un consultor que realiza los estudios pertinentes en cada actividad de la prestación del servicio en las ZNI para el desarrollo de la metodología definitiva que remunerare las actividades de generación, distribución y comercialización en estas zonas.

### **1.3.4 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES**

#### **1.3.4.1 Armonización regulatoria andina**

##### **Introducción**

En el 2011 aparece la Decisión CAN 757, la cual mantuvo la suspensión de la aplicación de la Decisión 536 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad” por un plazo de hasta 2 años, con el fin de concluir la revisión de la mencionada Decisión y establecer un nuevo régimen comunitario para los intercambios de energía eléctrica entre los Países Miembros.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas participó en el proceso de diseño de la citada Decisión.

##### **Desarrollo**

En agosto de 2011 las autoridades de la Comunidad Andina emitieron la citada Decisión CAN 757, la cual contiene los siguientes aspectos relevantes en el proceso de los intercambios de los países Andinos, especialmente en los intercambios Colombia – Ecuador y Colombia-Ecuador – Perú.

- En primer término, como se advierte arriba se mantuvo la suspensión de la aplicación de la Decisión CAN 536,
- En segundo término, los países miembros de la CAN, especialmente en los intercambios Colombia – Ecuador, acordaron que el despacho económico de cada País considerará la oferta y la demanda del otro país equivalente en los nodos de frontera. Los flujos en los enlaces internacionales y, en consecuencia, las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, se originarán en el despacho coordinado entre Colombia y Ecuador, de conformidad con las respectivas regulaciones. El despacho coordinado que se determine y que sirva de base para cubrir las demandas, será cumplido por Colombia y Ecuador y podrá ser objeto de modificaciones posteriores por parte de los operadores solamente por razones de emergencia y seguridad. Los reguladores de Colombia y Ecuador efectuarán los ajustes en las normativas internas para reflejar estas causales de modificación al despacho, así como su verificación, y
- Tercero se abrió el camino para que puedan haber contratos bilaterales entre agentes de Colombia con agentes de Perú, siendo Ecuador, cuando se produzcan esos intercambios, un país de tránsito de la energía.

En el contexto Andino, durante el 2012 la CREG ha participado de las reuniones programadas por la CAN donde se ha avanzado en el proceso de armonización regulatoria específicamente en los siguientes temas:

- Colombia y Ecuador deberán establecer cuáles son las razones de emergencia y seguridad que permitirán modificaciones en el despacho coordinado (redespachos), las reglas para contratos financieros entre comercializadores de Ecuador, Colombia y Perú y
- Los países miembros de la CAN, junto con los países invitados, deberán avanzar en el desarrollo de la nueva Decisión CAN que regirá los intercambios de los países miembros.

#### **1.3.4.2 Armonización regulatoria Colombia - Panamá**

##### **Introducción**

Durante el 2011 y los meses de enero a mayo de 2012 la CREG y el regulador de Panamá, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), avanzaron en el proceso de armonización regulatoria que permitirá los intercambios de energía eléctrica cuando entre en operación la interconexión que conecte los dos mercados

##### **Desarrollo**

En el desarrollo del proceso de armonización regulatoria ambos reguladores han emitido la siguiente regulación

- Resoluciones de carácter general con las disposiciones de cómo serán los intercambios de energía y confiabilidad entre los dos países.
- Resoluciones de carácter general con la formulación de las equivalencias de Energía Firme y Potencia Firme
- Concepto de No Objeción al reglamento de la subasta que presentó la Empresa Propietaria del Enlace Internacional Colombia Panamá, EECF.
- Resolución de consulta para permitir que: i) comercializadores en Colombia puedan vender Obligaciones de Energía Firme en Panamá, ii) generadores de Panamá puedan participar en las asignaciones del cargo por confiabilidad presentando un contrato de compra de DFACI que se perfecciona si resulta con asignaciones, y iii) generadores con OEF en Colombia que participen en los actos de concurrencia de Panamá y resulten asignados su compromiso, sea por el tiempo de la asignación en Panamá; y
- Resolución de consulta con las disposiciones que regirán los intercambios cuando haya racionamiento.

## **Objetivo N° 2 GAS NATURAL**

### **2.1 MERCADO DE GAS**

#### **Introducción**

El año 2011 planteó desde su inicio un gran reto para el Gobierno Nacional y por ende para la CREG: la definición de nuevos lineamientos de política y regulatorios que pusieran fin a la incertidumbre que se había generado en el sector en torno a la problemática evidenciada y a la promesa de nuevas decisiones de política.

Al respecto, es preciso recordar las características del marco reglamentario y regulatorio que precedieron al Decreto 2100 de junio de 2011. En 2008, se dispuso que el gas natural sujeto al régimen de libertad vigilada, debía ser ofrecido en subastas anuales, con base en la información declarada al Ministerio por parte de los productores<sup>1</sup>. En ese contexto, el Ministerio de Minas y Energía abrió paso a la extensión de los contratos previamente suscritos y la CREG permitió que las subastas de gas natural se realizaran cada vez que un productor declarara su disposición a ofrecer gas natural a través de contratos firmes. Estas medidas no solucionaron los problemas identificados antes de la expedición de la Resolución CREG 095 de 2008, ya que los agentes no hicieron pleno uso de los mecanismos regulatorios dispuestos para facilitar la asignación del gas natural a los agentes que más lo valoraban. Así mismo, las exigencias de los contratos firmes, la indefinición de las obligaciones propias de los contratos interrumpibles y el mandato impartido por el Ministerio de Minas y Energía en el sentido de subastar el gas una vez fuera declarado por los productores como disponible para ser ofrecido a través de contratos firmes, generaron incentivos para que el gas natural disponible se ofreciera bajo la figura de contratos interrumpibles. Las pocas subastas de oferta de gas indicaban una escasez de gas en el mercado y la información de los productores en relación con las reservas y el potencial de producción futura resultaba poco confiable.

Adicionalmente, hay que anotar que si bien el crecimiento del mercado colombiano de gas natural fue vertiginoso, la capacidad para atender la demanda no creció al mismo ritmo, y gran parte de la demanda se cubrió con gas interrumpible proveniente de los contratos de compra de gas y de transporte de las plantas de generación térmica, que sí contaban, en su mayoría, con contratos de gas en firme. Así, ante situaciones estacionales de veranos muy fuertes, la disponibilidad de gas se vio restringida debido a que los usuarios térmicos, que en situaciones de hidrología normal requieren poco gas, necesitaron del combustible para el mercado eléctrico, generándose un racionamiento de gas en el interior del país. Como consecuencia de estas circunstancias de emergencia o racionamiento, el esquema contractual sufrió la intervención del Estado a través del Ministerio de Minas y Energía, quien redistribuyó el recurso con el fin de garantizar la continuidad del servicio a la demanda catalogada como prioritaria, situación que generó gran incertidumbre entre los agentes.

---

<sup>1</sup> Decreto 2687 de 2008 y Resolución CREG 095 de 2008.

Durante el primer semestre de 2011, la labor de la CREG se centró fundamentalmente en la participación activa en los procesos de análisis de los lineamientos de política vigentes<sup>2</sup> y en la presentación de comentarios a las propuestas de modificación presentadas por el Gobierno Nacional. De manera paralela, y en un contexto de incertidumbre inicial, se da continuidad al desarrollo de las siguientes consultorías, cuya selección y contratación se había efectuado a finales del año 2010:

- a. Consultoría para el diseño y estructuración de subastas de asignación de contratos firmes e interrumpibles de suministro de gas natural en Colombia.
- b. Consultoría para la estandarización de los contratos para el suministro y el transporte de gas natural en Colombia.
- c. Consultoría para el diseño y la estructuración del mercado secundario y de mercados de corto plazo y de los mecanismos para su administración.

En junio 15 de 2011, se expide el Decreto 2100 de 2011 “Por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones”. Los nuevos lineamientos en materia de política que buscan contrarrestar la problemática sectorial y establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural, ponen fin a la incertidumbre generada en el sector, y establece nuevas directrices en aspectos trascendentales como: (i) la comercialización del gas natural en el inmediato (período de transición) y largo plazo, (ii) la atención a la demanda esencial y (iii) el régimen de exportaciones e importaciones. A continuación se destacan sus aspectos fundamentales que se enmarcan en los siguientes tres grandes capítulos:

- **Abastecimiento de gas y confiabilidad del servicio.** El Decreto determina la atención prioritaria de la demanda de gas para consumo interno; establece la obligación para los agentes que atienden demanda esencial<sup>3</sup>, la contratación de suministro y transporte con agentes que cuenten con respaldo físico<sup>4</sup>; establece disposiciones relacionadas con la producción de gas provenientes de yacimientos no convencionales y almacenamiento subterráneo en campos de hidrocarburos; y en relación con la Comisión:
  - define en la CREG la determinación de los mecanismos y procedimientos de comercialización de la Producción Total Disponible para la Venta – PTDV y de las Cantidades Importadas Disponibles para la Venta – CIDV, estableciendo los lineamientos para tales efectos;
  - determina que la CREG establecerá los requisitos mínimos para cada una de las modalidades de contratos previstos en la regulación, con el fin de propender por el equilibrio de las regulaciones contractuales de los Agentes;
  - señala que la CREG establecerá los criterios de confiabilidad que deberá asegurarse para el cubrimiento de la demanda de los usuarios del servicio

<sup>2</sup> Decreto 2730 de 2010, modificado por el Decreto 2807 del mismo año.

<sup>3</sup> Decreto 2100 de 11, artículo 2. “Demanda Esencial: Corresponde a: (i) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución; (ii) la demanda de GNCV; (iii) la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT; y, (iv) la demanda de gas natural de las refinerías”.

<sup>4</sup> Decreto 2100 de 2011, artículo 2: “Respaldo Físico: Garantía de que un productor cuenta con Reservas de Gas Natural, o que un comercializador cuenta físicamente con el gas natural, o que un transportador cuenta físicamente con la capacidad de transporte para asumir y cumplir compromisos contractuales Firmes o que Garantizan Firmeza desde el momento en que se inician las entregas hasta el cese de las mismas”.

- público de gas natural y fijará las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión que presenten los Agentes Operacionales;
- establece que la CREG evaluará la necesidad de implementar la prestación del servicio de gestión de la información operativa y comercial del sector de gas natural, con el objeto de propender por un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de gas natural; y, que en caso de que así lo considere, deberá establecer la metodología para seleccionar y remunerar dichos servicios;
  - en relación con los Acuerdos y Protocolos Operativos que se requieran con el fin de establecer los procedimientos, definiciones y parámetros básicos que deben regir para: (i) la operación del SNT; (ii) la programación de mantenimientos y/o intervenciones a la infraestructura de suministro y transporte de gas natural, que impliquen suspensión o pongan en riesgo la continuidad del servicio público; y, (iii) la coordinación de los Agentes que utilicen el SNT cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia, el Decreto determina que la CREG podrá solicitar al CNOG su expedición y que se pronunciará acerca de aquellos Protocolos o Acuerdos que sean sometidos a su consideración por el CNOG.
- **Exportaciones e importaciones de gas.** Con el fin de estimular la autosuficiencia de gas natural mediante el incremento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, el Decreto 2100 de 2011 determina que el precio del gas natural con destino a la importación o exportación de gas será libre; igualmente, deja en libertad a los agentes exportadores la asunción de compromisos de exportación de gas natural, la cual puede ser limitada por el Ministerio de Minas y Energía cuando se pueda ver comprometido el abastecimiento de la demanda nacional para el consumo interno<sup>5</sup>, reconociéndosele el costo de oportunidad a productores y productores-comercializadores en caso de suspensión de los compromisos en firme de exportación; así mismo, caracteriza la naturaleza de las importaciones y exportaciones de gas natural, diferenciándolas de aquellas actividades que son complementarias al servicio público domiciliario de gas combustible, y establece como principio el libre acceso a la infraestructura dedicada a las interconexiones internacionales de gas natural, dejándose en libertad a las partes acordar las condiciones técnicas y económicas correspondientes.
  - **Disposiciones finales relacionadas con la transición<sup>6</sup> para la comercialización de gas natural, tanto para campos sujetos a precio regulado (Opón y Guajira) como para los campos sujetos a precio libre.** El Decreto, en su artículo 31 estableció que para efectos de la comercialización del gas natural de campos con precios libres durante el período de transición, la CREG debería ajustar el procedimiento de comercialización contenido en la Resolución CREG 095 de 2008 y sus modificaciones<sup>7</sup>, teniendo en cuenta las disposiciones y lineamientos contenidos en el mismo Decreto. De otro lado, en el artículo 32, señaló los lineamientos para la comercialización del gas natural sujeto a precio máximo reglado, el orden de asignación que debía tenerse en cuenta para tales efectos;

---

<sup>5</sup> En desarrollo de estas disposiciones, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 181704 de fecha 18 de octubre de 2011 “por la cual se establece la metodología de cálculo para la determinación del índice de Abastecimiento de Gas Natural”.

<sup>6</sup> Período comprendido entre la fecha de expedición del Decreto 2100 de 2011 y el 31 de diciembre de 2011.

<sup>7</sup> Resoluciones CREG 045 y 147 de 2009.

como complemento a este artículo, el Ministerio de Minas y Energía expidió en Junio de 2011 la Resolución 181014 de 2011, designando a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, para que determinara la fecha y términos en que se debía dar la comercialización de los campos de gas sujetos a precio regulado, durante el período de transición.

## **2.1.2 MERCADO MAYORISTA PERIODO DE TRANSICIÓN (2012 -2013)**

### **Desarrollo**

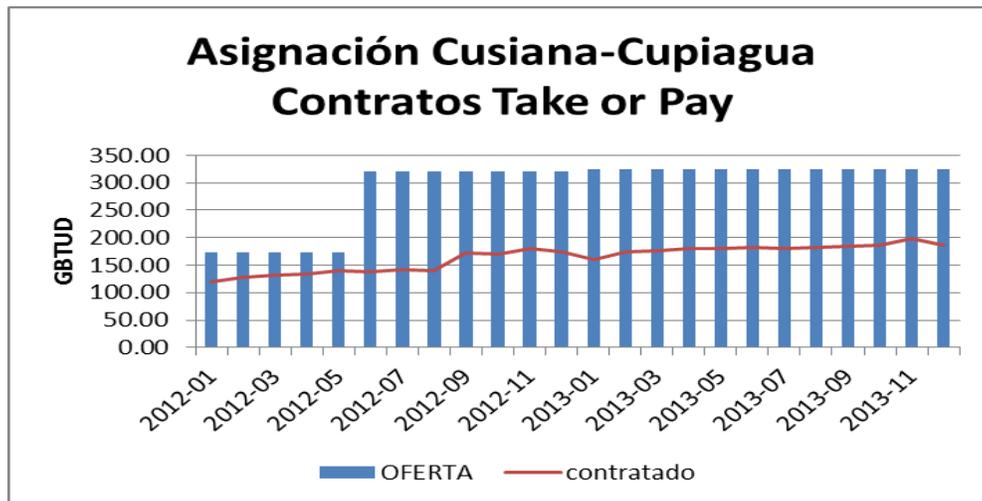
Con fundamento en el marco de política antes referido y con el fin de crear los mecanismos necesarios para viabilizar la comercialización de gas natural para el período de transición, la Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución 118 de 2011 de fecha 25 de agosto de 2011, ajustando, conforme a lo establecido en el Decreto 2100 de 2011 y la Resolución 181014 de 2011, la Resolución CREG 095 de 2008, modificada por las Resoluciones CREG 045 y 147 de 2009, estableciendo en consecuencia, el marco con base en el cual los agentes implementaron y desarrollaron la comercialización del gas natural para dicho período, que contempla la contratación del suministro hasta el 31 de diciembre de 2013, cuyos resultados se exponen en el punto 2.1.2.1

Es preciso destacar que fruto de la dinámica propia de la implementación de los mecanismos adoptados por la CREG, entre septiembre de 2011 y Diciembre de 2011, mediante Resoluciones CREG 134, 140, 162 y 168 de 2011 se modificó y precisó la Resolución 118 de 2011, con el propósito de dotar al sector de reglas claras y oportunas que redundaron en los resultados que se reseñan en el siguiente numeral 2.1.2.1

### **2.1.2.1 RESULTADOS DEL PERIODO DE TRANSICION**

La resolución CREG 118 de 2011, modificada por las resoluciones 134, 140, 162 y 168 de 2011, señalaba la obligación de publicar toda la información de la oferta en firme para el periodo 2012-2013 así como de la demanda de gas, y definía las reglas y plazos para las negociaciones entre productores y compradores. De encontrarse que la demanda fuera superior a la oferta, para los campos de precios libre, se debería realizar una subasta del gas entre todos los compradores, sin embargo, debido a que la demanda fue inferior a la oferta, compradores y productores-comercializadores acordaron sus contratos en negociaciones bilaterales.

La aplicación de dichos mecanismos tuvo lugar durante el último trimestre de 2011, en un proceso abierto y transparente para todos los participantes del mercado que evidenció que los principales campos de producción de gas del país están en capacidad de atender la demanda adecuadamente en el mediano plazo. Como resultado de este proceso, en Guajira se hicieron contratos *Take or pay* por un volumen cercano a los 53 GBTUD para 2012 y a los 91 GBTUD para 2013. Así mismo se firmaron contratos de Opción de Compra de Gas (OCG) por un promedio de 15 GBTUD en 2012 y 46 GBTUD en 2013. Por su parte en Cusiana y Cupiagua se celebraron contratos *Take or Pay* por un promedio de 148 y 181 GBTUD para 2012 y 2013, respectivamente.



Se espera que este año quede estructurado un nuevo marco regulatorio para la comercialización de gas, aplicable a partir de 2014.

## **2.1.2.2 MERCADO MAYORISTA A PARTIR DEL 2014**

### **2.1.2.2.1 DESARROLLO DEL MERCADO DE GAS EN COLOMBIA**

#### **Introducción**

Mediante el Decreto 2100 de 2011 el Gobierno Nacional estableció lineamientos de política en materia de abastecimiento de gas natural. En cumplimiento de algunos de estos lineamientos es necesario adoptar regulación que promueva el desarrollo de un mercado de gas más dinámico en el país que beneficie a los usuarios de este servicio.

Durante el 2011 la CREG realizó estudios con consultores internacionales con el fin de definir los principales elementos regulatorios que deben incorporarse al mercado de gas en Colombia. Estos estudios comprenden tres tópicos interrelacionados, a saber: mecanismo de comercialización de gas a través de subastas, desarrollo de mercados de corto plazo tanto en suministro como en transporte de gas, y estandarización de productos o contratos que se transen en el mercado de gas.

#### **Desarrollo**

Durante el 2011 se desarrollaron los siguientes estudios con consultores internacionales:

- i) Consultoría para el diseño y la estructuración del mercado secundario y de mercados de corto plazo y de los mecanismos para su administración. Esta consultoría estuvo a cargo de David Harbord, líder del proyecto y director de la firma *Market Analysis Ltd.* y los consultores Paul Carpenter, Dan Harris y David Robinson de *The Brattle Group*.
- ii) Consultoría para la estandarización de los contratos para el suministro y el transporte de gas natural en Colombia. Esta consultoría estuvo a cargo de Paul Milgrom, líder del proyecto, y los consultores Bob Broxson, Gustavo Suárez Camacho y Silvia Console Battilana.
- iii) Consultoría para el diseño conceptual y estructuración de subastas de asignación de contratos firmes e interrumpibles de suministro de gas natural en Colombia. Esta consultoría estuvo a cargo de David Harbord, líder del proyecto, y los consultores Marco Pagnozzi y Nils-Henrik Von Der Fehr.

Como parte del desarrollo de estos estudios se realizaron diferentes reuniones de trabajo entre la CREG, los consultores y empresas representativas del sector. Así mismo, los reportes entregados por los consultores se presentaron y discutieron con empresas del sector, usuarios y terceros interesados en talleres abiertos convocados para tal fin por la CREG (ver Tabla 2).

**Tabla 2. Talleres sobre consultorías internacionales**

| <b>Talleres</b> | <b>Invitación</b>    | <b>Fecha</b>     |
|-----------------|----------------------|------------------|
| <b>Taller 1</b> | Circular 027 de 2011 | 12 y 13 de mayo  |
| <b>Taller 2</b> | Circular 051 de 2011 | 15 de septiembre |
| <b>Taller 3</b> | Circular 058 de 2011 | 24 de octubre    |
| <b>Taller 4</b> | Circular 058 de 2011 | 5 de diciembre   |

Fuente: Circulares CREG 2011, disponibles en [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)

Con base en los resultados obtenidos de las consultorías internacionales, en 2012 la CREG deberá elaborar propuestas regulatorias tendientes a promover el desarrollo de un mercado de gas más dinámico en el país.

En el segundo semestre de 2012 la CREG prevé someter a consulta una propuesta regulatoria que promueva el desarrollo de un mercado de gas más dinámico en el país y se espera adoptar la regulación definitiva sobre el particular.

## **2.2 TRANSPORTE DE GAS**

### **Introducción**

En 2011 la CREG aprobó los cargos regulados para ocho (8) de las nueve (9) empresas transportadoras de gas natural que hay en el país. Estos cargos se aprobaron con base en la metodología definida previamente en la Resolución CREG 126 de 2010. Los cargos incorporaron nuevas inversiones por más de \$660 millones de dólares para garantizar la prestación del servicio a la creciente demanda de gas en el país.

### **Desarrollo**

La CREG aprobó los cargos regulados de transporte para las empresas que se indican en la Tabla 1. Esta tabla también indica las resoluciones mediante las cuales se aprobaron los cargos, así como el monto de las nuevas inversiones que se incorporaron para garantizar la prestación del servicio a la demanda existente y a aquella que se espera para los próximos años. Se aclara que gran parte de las inversiones incluidas ya estaban ejecutadas al momento de la aprobación de los cargos.

**Tabla 1. Resoluciones de cargos y nueva inversión en transporte de gas**

| <b>Empresa</b>        | <b>Resoluciones<br/>CREG de 2011</b> | <b>Nueva inversión<br/>(millones de dólares)</b> |
|-----------------------|--------------------------------------|--|
| <b>Promigas</b>       | 117                                  | 50   |
| <b>Transmetano</b>    | 110                                  | 14   |
| <b>TGI</b>            | 114                                  | 600  |
| <b>Transoriente</b>   | 111 y 195                            | 1,9  |
| <b>Transoccidente</b> | 115                                  | 0,3  |
| <b>Progasur</b>       | 112                                  | 0,05   |
| <b>Transgastol</b>    | 113                                  | 1,7  |
| <b>Petrobrás</b>      | 116                                  | 0,04   |
| <b>Total</b>          |                                      | <b>667,99</b>                                    |

Fuente: Resoluciones CREG y documentos soporte

A través de la figura del *recurso de reposición* cinco empresas de transporte solicitaron la revisión de varios aspectos de los cargos aprobados, entre ellos el valor de las inversiones aprobadas. Se aclara que los cargos aprobados se aplicarán cuando la CREG resuelva los respectivos recursos de reposición.

En 2011 también se inició el proceso de aprobación de cargos para COINOGAS, el transportador que no se incluyó en la anterior aprobación pues en ese momento sus cargos no habían cumplido el período tarifario de cinco años.

En 2012 la CREG se encuentra en el proceso de resolver los recursos de reposición interpuestos contra los nuevos cargos por parte de algunas empresas de transporte. Así mismo, la CREG deberá aprobar los nuevos cargos para el transportador COINOGAS.

## **2.2.1 METODOLOGÍA DE COMPARACIÓN DE LOS COSTOS UNITARIOS DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO DISTRIBUIDO A TRAVÉS DE CILINDROS**

### **Introducción**

En la Resolución CREG 126 de 2010, metodología de remuneración para la actividad de transporte de gas, se estableció como criterio, para la inclusión de las inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes para los cuales la CREG apruebe cargos, que el costo unitario de prestación del servicio de gas natural, estimado para la demanda asociada a

extensiones de red tipo II, sea inferior al costo unitario de prestación del servicio de gas licuado del petróleo, estimado para la misma demanda.

De acuerdo con esto, la CREG expidió la metodología de comparación de los costos unitarios de los dos servicios públicos domiciliarios a través de la Resolución CREG 141 de 2011.

## **Desarrollo**

Mediante la Resolución CREG 011 de 2011 se ordenó hacer público el proyecto resolución de carácter general, *“por la cual se establece el procedimiento para la comparación de los costos unitarios de los servicios públicos domiciliarios de gas natural y GLP”*, lo anterior, con el propósito de definir la metodología para dar cumplimiento a lo establecido en el párrafo 4 del artículo 25 de la Resolución CREG 126 de 2010. En ésta se definió el procedimiento para establecer si el costo unitario de prestación del servicio de gas natural, estimado para la demanda asociada a extensiones de red tipo II, es inferior al costo unitario de prestación del servicio de gas licuado de petróleo, estimado para la misma demanda.

De acuerdo con esta propuesta se recibieron comentarios de los agentes, los cuales fueron revisados en el Documento CREG 111 de 2011 y los cuales llevaron a algunas modificaciones a la propuesta inicial. Finalmente, se aprobó la resolución definitiva CREG 141 de 2011 en donde se establece la metodología de comparación de los costos unitarios de gas natural y GLP.

### **2.3.1 DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES**

#### **2.3.1.1 METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES DE TUBERIA**

##### **Introducción**

La metodología de distribución tiene como propósito definir los aspectos bajo los cuales se remunera a las empresas las inversiones en activos de distribución y los gastos de administración, operación y mantenimiento requeridos y se define el cargo de distribución que se traslada al usuario regulado en la fórmula tarifaria general.

##### **Desarrollo**

En el año 2011, la Comisión, adelantó los análisis de temas relevantes para la definición de la metodología, tales como la conformación de mercado relevante de distribución a partir de la agregación de mercados existentes, la valoración de inversiones, la metodología para la reposición de activos, las metodologías para determinar la eficiencia de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento – AOM, la valoración de otros activos y el ajuste a la canasta de tarifas, entre otros.

Así mismo, la Comisión revisó y ajustó las unidades constructivas teniendo en cuenta los comentarios recibidos por los agentes al informe final del estudio desarrollado y presentado por la firma Itansuca en el año 2010.

En relación con la metodología de remuneración, el análisis consideró necesario esperar los resultados de mercado de transición. Esto para definir la conveniencia de utilizar una

regulación de corte transversal o una de costo de mediano plazo. La diferencia entre las dos, para específicamente el cálculo del cargo de distribución, radica en que la primera utiliza las inversiones realizadas en activos por la empresa y las demandas reales obtenidas hasta una fecha de corte y la otra considera el programa de inversiones que planea realizar la empresa en un período tarifario y la proyección de demanda futura que estima la empresa obtener.

Teniendo en cuenta los resultados positivos del mecanismo de comercialización mayorista, en donde se indica que habrá suficiente oferta de gas, lo cual incide en que no se verán afectadas las demandas actuales que tiene las empresas, es factible la utilización de la metodología de corte transversal acompañada de una política de mercado de cortes, así como una de costo de mediano plazo para los casos de expansión del servicio.

De otro lado, considerando la cantidad de información de cálculo de cargos de distribución, la Comisión contrato a Firma Main Task LTDA. para el diseño y desarrollo de una solución informática que permita administrar la información histórica y futura que es y será la base para el cálculo de cargos de distribución y comercialización de gas combustible por redes. Con esta se cubrirán los siguientes requerimientos:

1. **Información histórica base del cálculo de cargos:** Organizar en una base de datos la información histórica base del cálculo de cargos, que reposa hoy en hojas de cálculo.
2. **Cálculo de cargos para información histórica:** Desarrollar un aplicativo que permita calcular los cargos con la información histórica de acuerdo con la metodología actual definida por la CREG. Se debe permitir a los usuarios registrados consultar la información histórica y los cálculos de cargos producto de la misma.
3. **Información base de resoluciones aprobadas:** Alimentar y organizar una base de datos manejable en un ambiente web, con la información de las resoluciones aprobadas y sus valores asociados, así como la información de los mercados y los municipios que los conforman.

Actualmente se están realizando las pruebas del aplicativo desarrollado por el consultor, para la verificación de los requerimientos solicitados por la CREG.

En el segundo semestre de 2012, se llevará a la Comisión la propuesta de metodología de remuneración de la actividad de distribución para el siguiente período tarifario.

### **2.3.1.2 APROBACIÓN DE CARGOS PARA LA DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES DE TUBERÍA**

#### **Introducción**

En el año 2011 se aprobaron los Cargos Promedios de Distribución de Gas Combustible por Redes a usuarios regulados correspondientes a las solicitudes tarifarias radicadas en la Comisión por las empresas distribuidoras y basadas en la metodología definida en la Resolución CREG 011 de 2003.

#### **Desarrollo**

Durante este año la Comisión expidió 40 actos administrativos para la aprobación de cargos y de resolución de recursos de reposición. Para la aprobación de cargos, la CREG, de acuerdo con lo dispuesto en la ley, cuenta con un período para el análisis y cálculo de cinco meses y para el análisis resolver los recursos de reposición que interponen las empresas, cuenta con un término de dos meses.

Todas las aprobaciones tarifarias que se dieron en el año 2011, implican un crecimiento de 98 nuevos municipios y un incremento de 188.522 usuarios.

Esto lleva a que en la actualidad se tengan más de 580 municipios de los 1120 del país con cargos aprobados para la distribución de gas. Así mismo, es de indicar que todas las capitales de departamento, con excepción de Quibdó, Arauca, Mocoa, Inirida, Mitú y Puerto Carreño, cuentan un cargo aprobado para la distribución del servicio de gas combustible por redes de tubería.

A continuación se relacionan las Resoluciones de aprobación de cargos y los municipios correspondientes:

| #  | RESOLUCION  | EMPRESA  | TIPO DE GAS              | MUNICIPIOS   | DEPARTAMENTOS      | USUARIOS AL 5 AÑO | NÚMERO DE MUNICIPIOS NUEVOS |
|----|---|--|--------------------------|--|--------------------|-------------------|-----------------------------|
| 1  | CREG 041 de 2009/CREG 124 de 2011/CREG 190 de 2011 (Modificación por Mutuo Acuerdo) | EFIGAS S.A. E.S.P  | Gas Natural Comprimido   | AGUADAS, ANSERMA, ARANZAZU, BELALCAZAR, PACORA, RIOSUCIO, RISARALDA, SALAMINA, SAN JOSE, SUPIA, VITERBO, APIA, BELEN DE UMBRIA, GUATICA, QUINCHIA, SANTUARIO | CALDAS, RISARALDA  | 32.006            | 8                           |
| 2  | CREG 013 de 2011  | EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS PUBLISERVICIOS S.A. E.S.P. | Gas Natural              | GARAGOA, GUATEQUE, LA CAPILLA, SUTATENZA, TENZA  | BOYACA             | 7.120             | 5                           |
| 3  | CREG 150 de 2010/CREG 005 de 2011   | PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS S.A. E.S.P.              | Gas Licuado del Petroleo | EL PLAYON  | SANTANDER          | 1.043             | 1                           |
| 4  | CREG 007 de 2011  | PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS S.A. E.S.P.              | Gas Natural              | CIMITARRA  | SANTANDER          | 3.089             | 1                           |
| 5  | CREG 009 de 2011  | SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P                   | Gas Natural Comprimido   | CORDOBA, MAHATES, ZAMBRANO   | BOLIVAR            | 5.596             | 3                           |
| 6  | CREG 051 de 2011  | GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.                             | Gas Natural              | ARROYOHONDO, SAN CRISTOBAL, EL PIÑON   | BOLIVAR, MAGDALENA | 3.790             | 3                           |
| 7  | CREG 085 de 2011 / CREG 006 2011  | GAS NATURAL S.A. E.S.P                                   | Gas Natural Comprimido   | EL ROSAL   | CUNDINAMARCA       | 2.468             | 1                           |
| 8  | CREG 086 de 2011 / CREG 008 2011  | GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE SA ESP                        | Gas Natural Comprimido   | PACHO  | CUNDINAMARCA       | 2.247             | 1                           |
| 9  | CREG 067 de 2011 / CREG 014 2011  | GAS NATURAL S.A. E.S.P                                   | Gas Natural              | CHOACHI, FOMEQUE, UBAQUE   | CUNDINAMARCA       | 1.857             | 3                           |
| 10 | CREG 069 de 2011  | ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.                          | Gas Natural              | GUADUAS, LA VEGA, VILLETA  | CUNDINAMARCA       | 7.713             | 3                           |
| 11 | CREG 012 de 2011/ CREG 008 de 2011  | INGENIERIA Y SERVICIOS S.A. E.S.P.                       | Gas Natural              | GUACHETA, LENGUAZAOQUE   | CUNDINAMARCA       | 1.481             | 2                           |
| 12 | CREG 070 de 2011  | PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS S.A. E.S.P.              | Gas Licuado del Petroleo | SAN BENITO   | SANTANDER          | 279               | 1                           |
| 13 | CREG 072 de 2011  | SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P                   | Gas Natural Comprimido   | ARBOLETES, CAREPA, CHIGORODO, NECOCLI, TURBO   | ANTIOQUIA          | 28.502            | 5                           |
| 14 | CREG 073 de 2011  | HEGA S.A. E.S.P  | Gas Licuado del Petroleo | PAZ DE RIO   | BOYACA             | 961               | 1                           |
| 15 | CREG 075 DE 2011  | GAS NATURAL S.A. E.S.P                                   | Gas Natural              | ANAPOIMA, ANOLAIMA, CACHIPAY, EL COLEGIO, LA MESA, VIOTA   | CUNDINAMARCA       | 12.985            | 6                           |
| 16 | CREG 074 de 2011  | EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.                     | Gas Natural Comprimido   | DON MATIAS, ENTRERRIOS, SAN PEDRO, STA ROSA DE OSOS, YARUMAL   | ANTIOQUIA          | 13.610            | 5                           |
| 17 | CREG 125 de 2011  | GASCOM S.A. E.S.P.                                       | Gas Natural              | SAN VICENTE DEL CAGUAN   | CAQUETA            | 1.106             | 1                           |
| 18 | CREG 127 de 2011/ CREG 193 de 2011  | PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS S.A. E.S.P.              | Gas Natural Comprimido   | ANDES  | ANTIOQUIA          | 4.840             | 1                           |
| 19 | CREG 129 de 2011  | GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.                   | Gas Licuado del Petroleo | CERRITO, CONCEPCION, MOLAGAVITA, SN JSE D MIRANDA, SAN MIGUEL  | SANTANDER          | 2.515             | 5                           |
| 20 | CREG 130 de 2011  | GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.                   | Gas Licuado del Petroleo | OIBA, PALMAS D SOCORRO   | SANTANDER          | 1.739             | 2                           |
| 21 | CREG 131 de 2011  | GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.                   | Gas Licuado del Petroleo | MOGOTES, ONZAGA, SAN JOAQUIN   | SANTANDER          | 2.562             | 3                           |
| 22 | CREG 133 de 2011 / CREG 189 de 2011   | GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE SA ESP                        | Gas Natural Redes        | BOYACA, CHIVATA, SIACHOQUE, SORACA, TOCA, VIRACACHA  | BOYACA             | 1.779             | 6                           |
| 23 | CREG 185 de 2011  | EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.                     | Gas Natural Comprimido   | SONSON   | ANTIOQUIA          | 3.888             | 1                           |
| 24 | CREG 186 de 2011  | MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.                           | Gas Natural Comprimido   | AQUITANIA, CUITIVA, FIRAVITIBA, IZA, PESCA, TOTA   | BOYACA             | 3.197             | 6                           |
| 25 | CREG 187 de 2011  | GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.                             | Gas Natural Comprimido   | CERRO SN ANTONIO, CONCORDIA, PEDRAZA, TENERIFE, ZAPAYAN  | MAGDALENA          | 7.662             | 5                           |
| 26 | CREG 015 de 2011/ CREG 099 de 2011  | GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE SA ESP                        | Gas Natural              | PAUNA  | BOYACA             | 452               | 1                           |
| 27 | CREG 076 de 2011 / CREG 132 de 2011   | GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.                           | Gas Natural Redes        | CALOTO, CORINTO, GUACHENE, MIRANDA, PADILLA, ALCALA, BOLIVAR, CALIMA, EL DOVIO, RIOFRIO, TORO, TRUJILLO, ULLOA, VERSALLES, VIJES, YOTOCO                     | CAUCA, VALLE       | 32.186            | 16                          |
| 28 | CREG 126 de 2011 / CREG 192 de 2011   | PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS S.A. E.S.P.              | Gas Natural              | SUAITA   | SANTANDER          | 1.106             | 1                           |
| 29 | CREG 128 de 2011 / CREG 194 de 2011   | PROMOTORA DE SERVICIOS PÚBLICOS S.A. E.S.P.              | Gas Natural              | EL CARMEN  | SANTANDER          | 743               | 1                           |
|    | <b>TOTAL</b>  |  |                          |  |                    | <b>188.522</b>    | <b>98</b>                   |

## 2.3.1 COMERCIALIZACIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES DE TUBERÍA

### 2.3.1.1 METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN

#### Introducción

Con el fin de determinar la metodología de remuneración de la actividad de comercialización de gas combustible a usuarios regulados, la CREG durante el 2011

trabajó en el análisis de los comentarios recibidos en el período de consulta de la Resolución 103 de 2010. Dentro de los análisis realizados se consideraron los siguientes aspectos:

- Metodología para establecer los gastos eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM).
- Definición del cargo de comercialización.
- Remuneración de la rentabilidad asociada a las inversiones del comercializador.
- Valor del margen operacional.
- Consideración del riesgo de cartera y el margen operacional en el cargo fijo de comercialización.

### **Desarrollo**

En el estudio de los comentarios se identificó la necesidad de complementar y mejorar el modelo de frontera estocástica de costos para determinar los gastos de AOM eficientes que serán remunerados en la actividad de comercialización para el próximo período tarifario, por lo que a través de las circulares 016 y 022 de 2011 se solicitó a los agentes información de costos y gastos de las actividades de comercialización y distribución para los años 2009 y 2010. Durante el período de consolidación y revisión de la información por parte de la Comisión, se solicitó a las empresas aclarar y precisar algunas de las cifras entregadas. Con los ejercicios realizados, se determinó la metodología de evaluación de eficiencia y remuneración de los gastos AOM para las actividades de comercialización y distribución.

De igual manera, se estudiaron los demás aspectos a considerar en la metodología de remuneración de la actividad de comercialización y se proyectó el documento CREG que contiene las respuestas a todos los comentarios recibidos por parte de los interesados al proyecto de resolución.

Para el 2012 se presentará para aprobación la resolución definitiva que contenga los criterios para la remuneración de la actividad de comercialización de gas combustible por redes para el próximo período tarifario.

### **2.3.1.2 APROBACIÓN DE CARGOS DE COMERCIALIZACIÓN**

#### **Introducción**

Paralelamente a la aprobación de cargos de distribución se aprobaron los cargos de comercialización para los mercados relevantes, los cuales remuneran la actividad de comercialización a usuarios regulados.

#### **Desarrollo**

En las mismas resoluciones de aprobación de cargos de distribución, la CREG aplicando la metodología establecida en la Resolución CREG 011 de 2003, aprobó los cargos de comercialización correspondientes a las solicitudes tarifarias realizadas por los agentes.

A lo largo de la vigencia 2012, se deben realizar los cálculos tarifarios y llevar a cabo la aprobación de cargos de comercialización, conforme a las solicitudes tarifarias que realicen las empresas con base en lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003.

### **2.3.1.3 FÓRMULA TARIFARIA**

#### **Introducción**

Con el propósito de expedir la regulación definitiva relacionada con la fórmula tarifaria general aplicable a los usuarios regulados de gas combustible por redes de tubería, la cual fue sometida a consulta mediante la Resolución CREG 178 de 2010, la CREG en el año 2011 decidió hacer un estudio relacionado con las pérdidas de gas. Esto con el propósito de establecer el origen de las pérdidas negativas de gas.

## **Desarrollo**

La Comisión ha encontrado que en algunos Sistemas de Distribución de Gas el nivel de pérdidas de gas es negativo, lo cual desde el punto de vista técnico es incomprensible. Por tal razón inició una revisión del Código de Distribución en lo relacionado con la medida, para lo cual contrató a la Universidad Tecnológica de Pereira –UTP.

El estudio tiene como objetivo general la realización del análisis tendiente a revisar el Código de Distribución de gas domiciliario en lo relacionado al sistema de instrumentación y medición.

Así mismo, establece la necesidad de conocer el origen de las pérdidas negativas en el sector de distribución de gas ya que se habían detectado como posibles causas de la anomalía presente en el sistema de distribución las siguientes: a) los sistemas de medición e instrumentación, b) el cálculo de los volúmenes corregidos, y c) las interpretaciones de las Resoluciones CREG 57 de 1996 y CREG 11 de 2003, específicamente en el cálculo de los componentes G y T de la fórmula tarifaria.

En desarrollo del estudio y dentro de los resultados preliminares producto de las visitas técnicas realizadas se evidenció, entre otros, que los balances de gas realizados por el transportador no contemplan la contabilización de pérdidas de gas en el sistema de transporte, así como diferentes interpretaciones respecto a los factores que afectan el volumen bruto medido a los usuarios finales, como a las compras de gas.

Dichos temas fueron abordados y discutidos con la UTP, solicitándole revisar el impacto de estos hallazgos en la fórmula tarifaria y, si era del caso, proponer alternativas de solución.

Para la vigencia 3012, la Comisión se propone presentar para aprobación la resolución definitiva que contenga la fórmula tarifaria general para remunerar el servicio público de gas combustible por redes de tubería.

## **2.4 OTROS**

### **2.4.1 CONFIABILIDAD DE GAS**

#### **Introducción**

La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG a partir del mes de octubre de 2011, y con el fin de establecer los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse para el cubrimiento de la demanda de los usuarios del servicio público de gas natural y fijar las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión que para el efecto presenten los Agentes Operacionales, tal como lo establece el Decreto 2100 de 2011, contrató la actualización del estudio de confiabilidad de gas que se desarrolló en el 2010, enfatizando en los proyectos de regasificación -GNL en la Costa Pacífica y la Costa

Atlántica; esto con el fin de estimar los posibles costos y determinar cómo la demanda de gas, incluido el sector eléctrico, se beneficia de estos proyectos de infraestructura de importación de GNL, para establecer la metodología de remuneración de los costos de estas inversiones.

## **Desarrollo**

En el año 2010 a través del Convenio Interadministrativo No. 002 de 2008 celebrado entre la ANH, El Ministerio de Minas y Energía y La Comisión de Regulación de Energía y Gas, se adelantó el estudio para “LA DETERMINACIÓN Y VALORACIÓN ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS TÉCNICAS PARA ASEGURAR LA CONTINUIDAD Y CONFIABILIDAD DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE GAS NATURAL A LOS USUARIOS DE LOS MERCADOS RELEVANTES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.” el cual fue desarrollado por el Consorcio Itansuca - Freyre & Asociados.

Este estudio se concibió teniendo en cuenta la necesidad de evaluar en detalle: i) los criterios de confiabilidad aplicables a la actividad de distribución-comercialización de gas combustible, ii) la configuración y ubicación óptima en el país de la infraestructura necesaria para garantizar la confiabilidad exigida (e.g. almacenamiento, aire propanado, etc.); iii) los costos estándar de los diferentes componentes de la infraestructura requerida y; iv) las alternativas regulatorias para remunerar la infraestructura requerida de conformidad con el marco legal y regulatorio vigente.

El consultor desarrolló un modelo que permitió la valoración económica de cada una de las alternativas mencionadas, a fin de determinar su viabilidad desde el punto de vista técnico y económico.

El estudio llegó a la conclusión de que tanto en la situación actual como futura, Colombia tiene principalmente un problema de seguridad de abastecimiento y no de confiabilidad. Cuando las demandas de gas natural para generación eléctrica son elevadas, no existe en el sistema actual suficiente capacidad de producción y transporte para abastecer toda la demanda potencial del sistema.

Así mismo concluyó que teniendo en cuenta los costos y el plazo de puesta en marcha, la solución más adecuada para el problema de seguridad de abastecimiento de Colombia es la utilización de barcos de regasificación. Esta infraestructura iguala los costos de utilizar ante la falta de gas natural debido a problemas de confiabilidad de producción y transporte, combustibles alternativos.

Sin embargo, debido a que en el año 2011 se expidió el Decreto 2100 de 2011, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, consideró necesario una actualización del estudio de confiabilidad de gas natural, de tal manera que se contemplaran las nuevas disposiciones de política en relación con las exigencias de confiabilidad de los agentes, se considerarán las salidas de servicio en el sistema de transporte y producción de gas natural de Colombia, se revisara el impacto de las generaciones por seguridad del sistema eléctrico de las plantas de generación térmica a gas y las consecuencias de generar con diesel las mismas, se analizarán los estudios técnico-económicos realizados por agentes e inversionistas para la construcción de plantas de LNG y se profundizará en las causas y en el análisis de ingeniería para las salidas de mantenimiento programado de los campos de producción.

Para esto se contrató a la firma Itansuca con el apoyo de la firma argentina Freyre & Asociados. Dentro de las actividades del estudio se ha solicitado información de interrupciones programadas no programadas a los productores y transportadores, se han

llevado a cabo reuniones con los diferentes agentes (Generadores, Productores, Transportadores, Inversionistas), se han realizado visitas a los campos de producción de la Guajira, Cusiana y la Creciente para revisar la operación de los mismos, así como los requerimientos de mantenimiento.

Mediante el contrato 002 de 2011, la CREG contrató con ITANSUCA PROYECTOS DE INGENIERÍA S.A. el estudio “*Consultoría para la actualización y profundización del estudio de determinación y valoración económica de alternativas técnicas para asegurar la confiabilidad del suministro de gas natural en el país.*” Este estudio permitió llevar a cabo las corridas de un modelo que simula la configuración del sistema de abastecimiento de gas natural del país y las condiciones de oferta y demanda y permite realizar la valoración económica de los impactos de distintas alternativas tecnológicas dentro del sistema. Con la actualización se tuvieron en cuenta las nuevas disposiciones de política y regulación y se analizaron dos proyectos que fueron puestos a consideración de la CREG en atención a las disposiciones normativas que incentivaban la presentación de proyectos que sirvieran para incrementar la confiabilidad de la continuidad de la prestación del servicio de gas natural al usuario final. Los proyectos presentados, consistían en plantas de importación y regasificación de gas natural licuado (GNL), uno localizado en la Costa Atlántica y otro en la Costa Pacífica.

El estudio permitió efectuar un análisis costo beneficio de estos proyectos al comparar el costo total para el sistema, incluyendo los costos originados por las fallas en transporte y producción, frente al costo total de abastecimiento del sistema con los proyectos de confiabilidad presentados. El estudio estimó que en 2016, cuando se proyecta que la demanda de gas iguale la producción, el costo de racionamiento por interrupciones tanto programadas como no programadas puede ascender a US \$869 millones frente a un costo anual de inversión operación y mantenimiento de los proyectos de regasificación de US\$ 178 millones, del cual la demanda de gas asumiría alrededor del 37%. Con base en los resultados del estudio se está preparando un proyecto de resolución que somete a consideración de la CREG el traslado de este costo al usuario.

La CREG, realizó divulgó el informe final y realizó un taller con el consultor para someter a consideración de los agentes los resultados del estudio.

Una vez se determinen los beneficios de los proyectos y en qué proporción deben distribuirse los costos, la CREG expedirá la regulación correspondiente, la metodología de evaluación de proyectos de confiabilidad y la metodología de remuneración, las cuales permitirán a los desarrolladores de los proyectos contar con las reglas para iniciar los estudios y el desarrollo de estas infraestructuras.

#### **2.4.2 REVISIONES PERIÓDICAS A LAS INSTALACIONES INTERNAS DE GAS NATURAL**

##### **Introducción**

La CREG por medio de la Resolución 054 de 2011 sometió a consulta de los usuarios, empresas, autoridades y demás interesados, el proyecto de resolución por la cual se modifica el Anexo General de la Resolución CREG 067 de 1995 y se establecen otras disposiciones”. Esto con el objeto de adaptar la regulación de la actividad de revisiones periódicas de las instalaciones internas de gas a la situación actual del mercado, mejorando las condiciones para el usuario, promoviendo la competencia, aplicando la normatividad técnica y garantizando las condiciones de seguridad requeridas para la prestación eficiente del servicio público domiciliario de gas combustible

## Desarrollo

En los últimos años la Comisión ha tenido conocimiento que el proceso de ejecución de la actividad de revisiones periódicas a las instalaciones internas de gas presenta inconvenientes, relacionados principalmente con los costos de la revisión y las reparaciones, el plazo entre las revisiones, los horarios y fechas en que las empresas realizan la revisión, la atención de quejas de las revisiones y las reparaciones, prácticas monopólicas, exigencias de adecuaciones en las instalaciones que algunos usuarios indican que no presentan defectos, así como inducción a utilización de empresas específicas para la realización de las mismas, las cuales coinciden con ser las de más altos costos en el mercado. Esta situación que ha generado múltiples inconformidades y resistencia por parte de los usuarios hacia la realización de la actividad.

De acuerdo con lo anterior, la CREG sometió a consulta la Resolución CREG 054 de 2011 en la cual se hace una propuesta para modificar el esquema de revisión periódica establecido a través del numeral 5.23 de la Resolución CREG 067 de 1995.

En resumen, la propuesta considera: (i) trasladar la obligación de la revisión de la instalación interna de gas, del distribuidor al usuario, manteniendo los requerimientos de seguridad requeridos por la normatividad técnica, (ii) precisar el plazo para que el usuario cuente con la revisión periódica de su instalación interna, (iii) mejorar el esquema para la realización de la actividad de revisión de tal manera que se permita la competencia entre los organismos acreditados para la inspección de las instalaciones internas de gas y (iv) concientizar a los usuarios sobre la importancia y responsabilidad de realizar la actividad de revisión y de mantener la instalación de acuerdo con la normatividad técnica exigida.

Sobre lo consignado en la Resolución CREG 054 de 2011, se recibieron varios comentarios por parte de usuarios del servicio, vocales de control, empresas distribuidoras, corporaciones, empresas inspectoras de instalaciones de gas, entidades del gobierno y agremiaciones.

La Comisión se encuentra atendiendo y analizando los comentarios recibidos en el período de consulta, y elaborando la resolución definitiva para llevarla a Comisión en el segundo trimestre de del 2012. Esta incluirá un período de transición para pasar al nuevo esquema; así mismo; realizar la divulgación y publicidad del nuevo esquema para que los usuarios la conozcan y esperar la expedición del Reglamento Técnico de Instalaciones Internas de Gas por parte del Ministerio de Minas y Energía que permitirá el correcto funcionamiento del nuevo esquema.

De acuerdo con los comentarios recibidos, se percibe una acogida por parte de los usuarios a la nueva propuesta. Sin embargo, surge una preocupación en relación con aspectos que no son claros en el reglamento técnico de instalaciones internas de gas vigente, expedido por el Ministerio de Comercio Industria y Turismo, y que pueden afectar la operatividad del nuevo esquema.

Teniendo en cuenta lo anterior, se sostuvieron reuniones con las entidades involucradas en el tema: Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, Ministerio de Minas y Energía, Superintendencia de Industria y Comercio, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y el Organismo Nacional de Acreditación – ONAC, en las que se concluyó que el Ministerio de Minas y Energía adelantará las labores necesarias para acoger, mejorar y expedir el reglamento técnico de instalaciones internas de gas, el cual permitirá que la resolución que expida la CREG tenga los beneficios esperados.

### **2.4.3 ACCESO A LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE DE USUARIOS CONECTADOS O CON POSIBILIDAD DE CONECTARSE A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN**

#### **Introducción**

La CREG en el año 2011 aprobó la Resolución CREG 171 de 2011 por la cual se definen reglas para el acceso a los gasoductos de transporte de usuarios conectados o con posibilidad de conectarse a la red de distribución.

#### **Desarrollo**

Teniendo en cuenta que algunos usuarios con demandas considerables y que se encontraban conectados a la red de distribución, encontraron como una opción para reducir costos, realizar una conexión directamente a gasoductos de transporte. Este aspecto que se conoce generalmente como un 'bypass', tiene implicaciones económicas sobre los sistemas de distribución; por ello, la CREG publicó para comentarios la Resolución 058 de 2011.

En esta propuesta se consideró establecer algunas limitaciones al principio del libre acceso a los sistemas de transporte establecido actualmente en el Reglamento Único de Transporte (RUT) adoptado mediante Resolución CREG 71 de 1999<sup>8</sup>. Lo anterior, mediante la modificación del numeral 2.1.1. del RUT con las siguientes disposiciones, referentes al acceso a los sistemas de transporte por parte de usuarios conectados o que puedan conectarse a sistemas de distribución.

- Los Transportadores de gas natural por tubería no podrán autorizar el acceso a los gasoductos de su propiedad o que se encuentran bajo su control, a cualquier Usuario Regulado o Usuario No Regulado, que en el momento de la solicitud de conexión se encuentre conectado a un Sistema de Distribución o pueda conectarse a un Sistema de Distribución porque su sitio de consumo está dentro del Sistema de Distribución.
- Los Transportadores sólo podrán aceptar el acceso de un Usuario Regulado, atendido a través de un comercializador, o de un Usuario No Regulado conectado previamente a un Sistema de Distribución, o que se pueda conectar a un Sistema de Distribución porque su sitio de consumo está dentro del Sistema de Distribución, en el caso que como consecuencia de condiciones técnicas (flujo, presión, volumen, calidad del gas, entre otras), la demanda de dicho Usuario no pueda ser atendida por el distribuidor que le presta o le puede prestar el servicio.
- El Usuario que esté conectado o se pueda conectar a un Sistema de Distribución porque su sitio de consumo está dentro del Sistema de Distribución y que por las razones antes señaladas solicite el acceso al Transportador deberá presentarle a éste un documento expedido por el Distribuidor en donde se indiquen las razones técnicas del por qué no le es posible prestarle el servicio a dicho Usuario.
- Cuando se hace referencia al acceso a un Sistema de Distribución por parte de un usuario no regulado, se debe entender que esta expresión no incluye a los "Distribuidores-Comercializadores".

---

<sup>8</sup> Incluidas sus modificaciones y adiciones

- Estas disposiciones se aplican a las conexiones de inmuebles o predios, sin importar cualquier modificación relativa a la propiedad, posesión, tenencia, usufructo, administración o similares que pueda ocurrir en relación con éstos.

De acuerdo con esta propuesta se recibieron los comentarios los cuales fueron analizados y tenidos en cuenta en el Documento CREG 134 de 2011.

Finalmente se expidió la Resolución definitiva CREG 171 de 2011, en la cual se mantuvo la restricción al bypass de redes de distribución.

Para la vigencia 2012 la Comisión debe realizar el seguimiento a la efectividad de la medida.

### **Objetivo No 3      SECTOR GAS LICUADO DE PETRÓLEO - GLP**

#### **Introducción**

La CREG ha desarrollado un nuevo marco regulatorio aplicable a cada una de las actividades de la cadena de prestación del servicio público domiciliario de GLP, cuyos principales objetivos han sido, por una parte, dar las señales para garantizar el suministro adecuado de producto para atender la demanda y, por otra parte, a través de un proceso que busca formalizar la industria, promover la competencia en la distribución y comercialización minorista por la vía de la calidad del servicio en beneficio de los usuarios finales.

#### **Desarrollo**

Durante el año 2011, y lo que va del año 2012, las actividades de la CREG para el sector de GLP se mantuvieron enfocadas en estos objetivos, expidiendo la regulación aplicable principalmente a la comercialización mayorista del producto y a su distribución a usuarios finales. En este último caso, se trabajó en las medidas tendientes a finalizar el proceso de cambio hacia el uso de un parque marcado de cilindros propiedad de los distribuidores y al cierre financiero del esquema centralizado con base en el cual se ejecutaron los recursos del Margen de Seguridad destinado por la ley a este fin.

Durante el mismo año también se ajustó la metodología de remuneración de la actividad de transporte marítimo de GLP al archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, y se aprobaron los cargos respectivos, completando así todo el marco regulatorio aplicable al archipiélago que permite garantizar el suministro continuo, confiable y seguro a los usuarios de esta zona del país.

Lo que va del año 2012, la CREG también ha trabajado en la definición de las reglas de estructura de la industria que incentiven y protejan la competencia en el ejercicio de las actividades del sector, los análisis para publicar las bases conceptuales con base en las cuales se definirá el nuevo período tarifario asociado a la remuneración del GLP a los comercializadores mayoristas, y en la definición de los estudios requeridos para establecer el Código de Medida mediante el cual se garantice la transparencia en las transacciones comerciales a lo largo de toda la cadena del servicio.

### **3.1 Reglamento de Comercialización Mayorista de GLP**

#### **Introducción**

Mediante Resolución CREG 053 de 2011, la CREG adoptó de manera definitiva el Reglamento de Comercialización Mayorista de GLP, luego de quince meses de presentación y análisis con la industria y terceros interesados, a través de dos resoluciones de consulta y tres talleres públicos.

#### **Desarrollo**

En términos generales, el reglamento define las reglas para las transacciones de GLP al por mayor entre los diferentes agentes que participan en el mercado mayorista de GLP, buscando eliminar barreras o indefiniciones que pudiesen limitar la iniciativa privada de participar en esta actividad de comercialización, y así tener mayor seguridad de suministro de producto y posibilitar la competencia al inicio de la cadena. Sin embargo, considerando otro tipo de restricciones, la CREG reconoce que, al menos en el corto plazo, la seguridad de suministro de GLP para atender la demanda nacional de GLP dependerá casi totalmente de Ecopetrol.

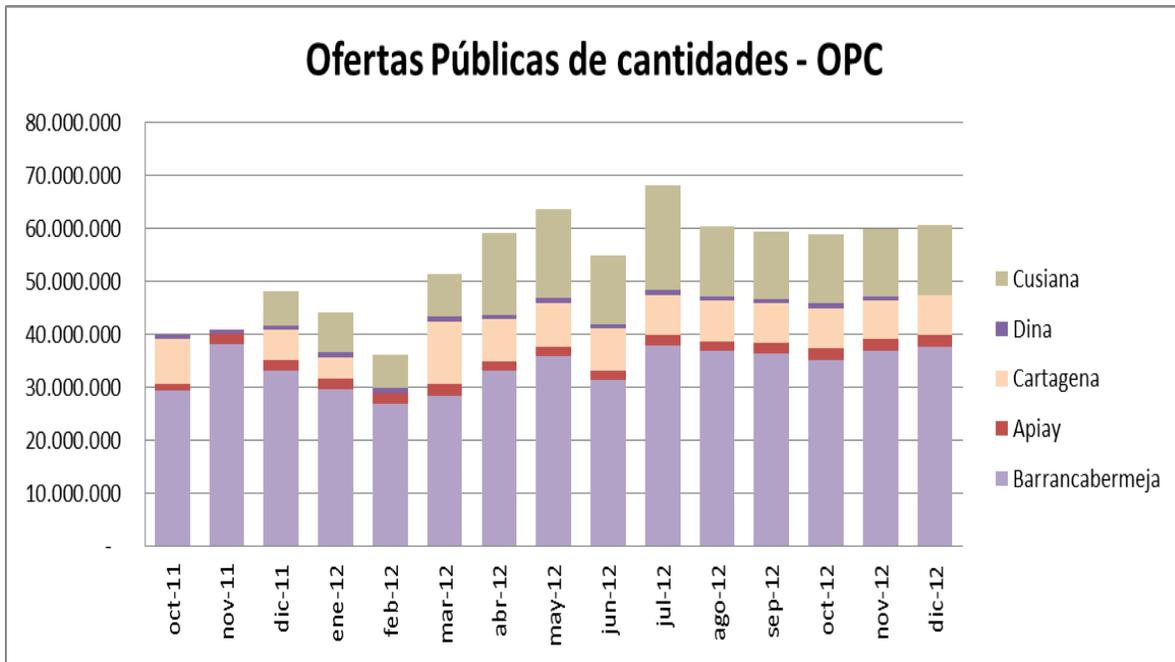
Por esta razón en este reglamento se desarrolló además una forma reglada de asignación del producto con precio regulado proveniente de las fuentes de producción nacional, a través de Ofertas Públicas de Cantidades – OPC, que debe desarrollar Ecopetrol a fin de que esta asignación se haga en igualdad de oportunidades de compra, en forma transparente para hacer claros los resultados de la asignación y en forma eficiente reflejando la disponibilidad a pagar de la demanda. Se busca, además, que este proceso de asignación sirva para conocer de manera adecuada el balance de oferta/demanda que le permita a la CREG tomar decisiones oportunas para definir la señal de precios que asegure el suministro de GLP para el servicio público domiciliario de gas combustible.

A efectos de participar en estas OPC, mediante Resolución CREG 095 se establecieron precios regulados para dos nuevas fuentes de suministro, Dina y Gigante. Recientemente la CREG también había establecido precio para la entrada de la fuente Cusiana, ofertada por primera vez en septiembre de 2011 y aportando una cantidad de producto cercano al 15% de la demanda que sirvió para cubrir disminuciones de la oferta de otras fuentes debido a programas de mantenimiento de las refinerías.

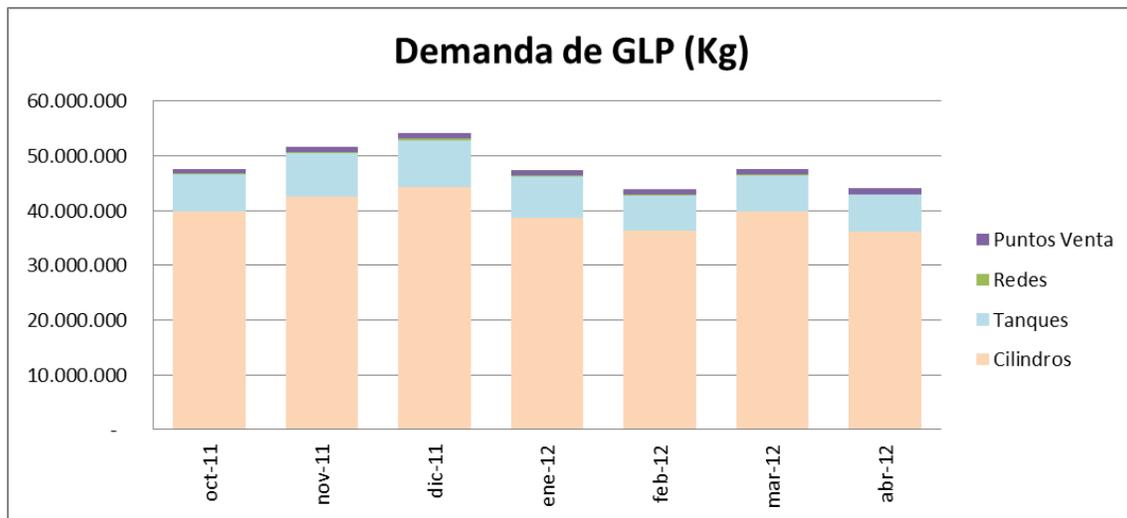
Con base en esta nueva regulación, en 2011 se realizaron dos OPC para atender la demanda octubre 2011 hasta marzo de 2012, de las cuales resultaron contratos firmados por un total de 267 millones de kilogramos, equivalente al 91% de la demanda promedio histórica y al 102% de la oferta inicial, la cual fue complementada con inventarios previamente vendidos e importaciones. Durante febrero de 2012, se realizó una tercera OPC para atender la demanda hasta junio de 2012, con una oferta equivalente al 121% de la demanda promedio histórica, dada la entrada significativa de la oferta del GLP proveniente de Cusiana. Los contratos firmados como resultado de esta OPC fueron cercanos a los 145 millones de kilogramos, equivalentes al 100% de la demanda promedio histórica. En mayo de 2012 se abrió la cuarta OPC para atender la demanda junio a diciembre de 2012, con una oferta cercana al 125% de la demanda promedio histórica, cuyos resultados de asignación aun no se conocen al cierre de este informe.

Los resultados de las OPC realizadas han permitido conocer el balance oferta demanda de manera anticipada, de lo cual se puede ver que existe suficiente garantía de

abastecimiento de la demanda actual, quedando claramente excedentes disponibles para otros usos o para la exportación.



Fuente: Ecopetrol



Fuente: Reporte empresas al SUI

Por otra parte, la metodología de remuneración del GLP al Comercializador Mayorista se viene aplicando desde el año 2008 con base en lo establecido en las Resoluciones CREG 066 de 2007 y 059 de 2008. Por lo tanto, de acuerdo con lo establecido por la ley 142 de 1994, durante el año 2012 se publicarán las bases conceptuales sobre las cuales la CREG desarrollará la nueva metodología de remuneración del producto, la cual deberá comenzar a aplicarse como mínimo a partir de octubre de 2013.

Para el efecto, además de los análisis de lo que ha resultado el balance oferta demanda de las OPC y los efectos de la señal de precios respecto de los objetivos regulatorios planteados para el sector, la CREG estudiará las posibles nuevas fuentes de suministro y las potencialidades del mercado de GLP en Colombia para generar la información necesaria para tomar la decisión sobre la señal de precios mas adecuada.

### 3.2 Programa Recolección y Eliminación del Parque Universal de Cilindros para reemplazar por un Parque Marcado Propiedad de los Distribuidores

#### Introducción

Como parte de la regulación relacionada con el cambio de un esquema de parque universal de cilindros a un esquema de parque marcado propiedad de los distribuidores, ordenado por la Ley 1151 de 2007, la CREG diseñó un programa detallado para la recolección y eliminación gradual de estos cilindros universales reemplazándolos por cilindros marcados propiedad de cada distribuidor. Este programa, que inició en octubre de 2008 y finalizó el 31 de diciembre de 2011, tuvo como objetivo para garantizar la adecuada implementación del esquema ordenado por la Ley y facilitar el proceso de formalización del servicio público domiciliario de GLP. Para el efecto, la CREG asignó metas de recolección de cilindros universales, de cumplimiento obligatorio, a cada distribuidor interesado en participar en el proceso.

#### Desarrollo

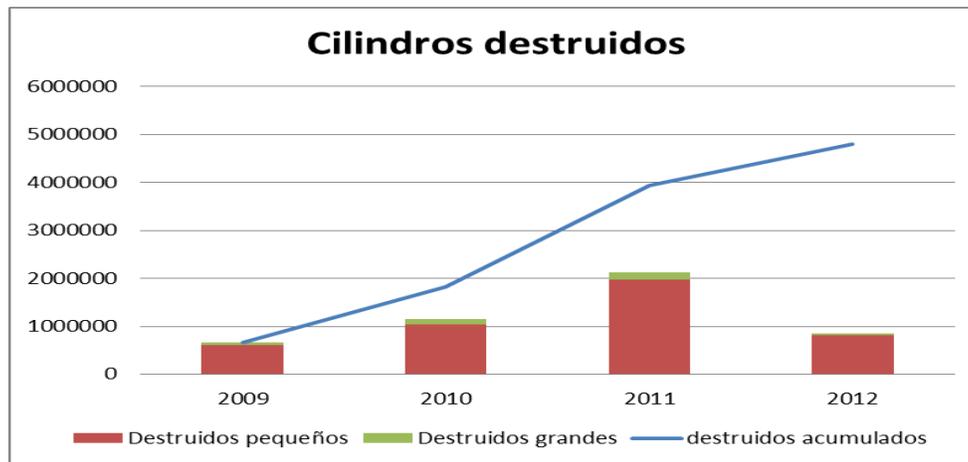
Mediante Resoluciones CREG 004 y 107 de 2011, y para su ejecución durante el año 2011, se asignaron metas de retiro del mercado por un total de 2.6 millones de cilindros universales que debían ser comprados por los distribuidores a los usuarios. Se logró una recolección total de 2.4 millones, de los cuales 2.1 millones fueron destruidos por no estar en las condiciones de seguridad para continuar en servicio, mientras que el resto fue adecuado con la marca de los distribuidores que los compraron acorde con la reglamentación técnica que para el efecto expidió el Ministerio de Minas y Energía. Durante 2011, los distribuidores ingresaron al mercado un total cercano a los 3.9 millones de cilindros marcados, de los cuales aproximadamente 3.2 fueron totalmente nuevos y el restante corresponde a los universales adecuados.



Fuente: SICMA



Fuente: SICMA



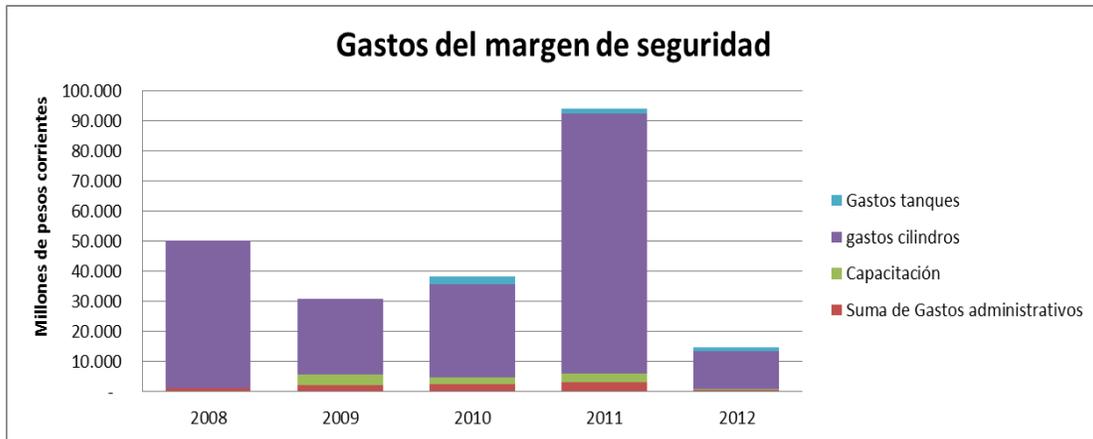
Fuente: SICMA

El objetivo regulatorio de este programa fue el de recoger la mayor cantidad de cilindros universales sobre los cuales ningún distribuidor responde y remplazarlos por cilindros marcados, suficientes para garantizar la continuidad del servicio. Este se cumplió superando las expectativas. De 4.9 millones de cilindros asignados como meta de recolección durante el desarrollo de todo el programa, lo que era el estimado inicial del tamaño del parque de cilindros, a abril de 2012 se recogieron y compraron a los usuarios 6.18 millones. El nuevo parque de cilindros marcados, propiedad de los distribuidores y con los cuales se esta prestando el servicio, es de 7.75 millones a abril de 2012, casi tres millones mayor que el universal inicialmente estimado.

La inversión requerida para introducir los 7.75 millones de cilindros marcados fue algo mas de 300 millones de dólares, de los cuales 125 millones provinieron de los recursos del margen de seguridad destinados por la Ley para ayudar a financiar el cambio de esquema. Estos recursos se utilizaron para compensar a los distribuidores que, dada su obligación de compra de los cilindros universales a los usuarios, tuvieron una pérdida por la compra a los usuarios de cilindros universales que debieron destruirse y no pudieron ser adecuados. El resto de la inversión fue realizada por las empresas, lo cual muestra un alto grado de confiabilidad tanto en la regulación expedida para realizar el proceso de

cambio, como en la regulación expedida para la operación del nuevo esquema de marca como parte de la distribución y comercialización minorista de GLP.

Por otra parte, el 10% de los recursos del margen de seguridad recaudados con destino a la financiación del cambio de esquema, según lo ordenado por la ley, esto es casi 10 millones de dólares, cubrieron la operación del esquema centralizado de administración e interventoría de los trabajos realizados, así como las campañas de capacitación a usuarios y autoridades acerca del esquema de parque marcado y la nueva forma de prestación del servicio.



Fuente: SICMA

Aun con la ejecución exitosa del programa, hacia el último trimestre del año 2011 se hizo evidente que aun quedarían muchos cilindros en poder de antiguos usuarios del servicio, adicionales las metas iniciales del programa de recolección, los cuales era necesario recoger para garantizar el objetivo de eliminar la mayor cantidad de cilindros universales del mercado. Así, mediante Resolución CREG 178 de 2011 se establecieron las reglas para recoger este tipo de cilindros remanentes, remunerando con los recursos del margen de seguridad restante a los distribuidores que participen en su ejecución. A diciembre 31 de 2011 se habían retirado 1.2 millones de cilindros adicionales, de los cuales cerca de un millón se habían destruido a abril de 2012.

Es de resaltar el éxito del programa y el logro de los objetivos regulatorios. A abril de 2012 se recogieron y compraron a los usuarios más de 6 millones de cilindros universales y se remplazaron con cerca de 7.8 millones de cilindros marcados; casi 6 millones de ellos completamente nuevos y 2 millones adecuados, lo que significa que existen suficientes cilindros para garantizar la continuidad y la calidad del servicio, así como la seguridad tanto de usuarios como de la ciudadanía en general.

Durante el primer semestre de 2012 se ha trabajado en la definición de la regulación para hacer el cierre del administrativo y financiero del esquema centralizado y de los recursos del margen de seguridad y dar así por cumplidas las funciones dadas a la CREG por la Ley 1151 de 2007.

Por otra parte, la CREG ha venido trabajando en la identificación de las medidas penales y administrativas existentes que ayuden a eliminar las prácticas sobre el uso inadecuado de los cilindros y el gas en ellos contenido, a fin de fortalecer la implementación y respeto del esquema de marcas.

Así mismo, se continúa con las campañas de capacitación y sensibilización de usuarios y autoridades para que el esquema de marca se consolide de la forma como ha sido planeado.

### **3.3 Programa de Reposición y Mantenimiento de Tanques Estacionarios**

#### **Introducción**

Paralelamente, durante el período de transición y con fundamento en las reglas establecidas en la Resolución CREG 045 de 2008, fueron objeto de un programa de reposición y mantenimiento los tanques estacionarios utilizados para la prestación del servicio público domiciliario de GLP que fueron reportados al SUI por los Distribuidores que los atienden. Las Resoluciones CREG 117 de 2010 y 048 de 2011 definen los programas asociados, los cuales se financian con cerca de 8 millones de dólares provenientes del margen de seguridad reservados por la CREG para este fin.

#### **Desarrollo**

Mediante Resolución CREG 178 de 2011, la CREG amplió el período de ejecución de estos dos programas, hasta junio 30 de 2012, a fin de garantizar la seguridad estos activos y para que los recursos del margen de seguridad que se reservaron para este fin cumplan su objetivo. Para el efecto diseñó un mecanismo de incentivos mediante el cual se remunera la pronta ejecución de los trabajos, pero garantizando siempre los recursos para que se ejecuten los trabajos en su totalidad. A abril de 2012, se han cambiado cerca de 1000 cilindros viejos por otros totalmente nuevos y se les ha realizado mantenimiento a cerca de 1800 mas.

Al igual que el Programa de Recolección de Cilindros Universales, el cierre de la ejecución del Programa de Mantenimiento y Reposición de Tanques Estacionarios debe hacer parte de la regulación de cierre del esquema centralizado que se esta realizando en 2102.

### **3.4 Distribución de GLP- Medidas de afianzamiento Esquema de Marcas**

#### **Introducción**

Una vez finalizada la transición de un parque universal de cilindros a un parque de cilindros marcados, a partir del 1 de enero de 2012 está prohibida la circulación de cilindros universales con gas, según lo determina la Resolución CREG 147 de 2010 y debe entrar a operar en pleno la prestación del servicio utilizando cilindros marcados, en los términos de la Resolución CREG 023 de 2008.

#### **Desarrollo**

Para reforzar estas disposiciones y buscando fortalecer el proceso de cambio de esquema en aquellas regiones del país en donde se consideró que existía un porcentaje adecuado de cambio de cilindros universales por cilindros marcados, mediante Resolución CREG 101 de 2011 la CREG prohibió la circulación de cilindros universales con gas en mas de 850 municipios.

Adicionalmente la CREG consideró necesario establecer algunas disposiciones adicionales que, bajo la operación del esquema de marca, eran necesarias para cubrir algunas situaciones especiales que presenta el mercado y de esta forma no se limitaran o generaran condiciones anormales para la correcta operación del esquema.

Así, mediante Resolución CREG 177 de 2011, se modifica en algunas partes, y se adiciona en otras, el Reglamento de Distribución y Comercialización Minorista de GLP, para establecer tiempos exactos de prohibición de uso de cilindros universales, el uso de envases en la prestación del servicio, condiciones especiales de prestación del servicio en algunas zonas alejadas del país, de la prohibición de la comercialización de cilindros vacíos y de la importación de cilindros con destino al servicio público de GLP.

### **3.5 Transporte de GLP**

Mediante Resolución CREG 049 de 2011 la CREG aprobó el cargo de transporte marítimo de GLP al archipiélago al Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, con base en la metodología aprobada mediante Resolución CREG 059 de 2009.

Con la aprobación de este cargo, la CREG esta garantizando la remuneración de la actividad de transporte cuyo alcance contempla la confiabilidad y seguridad del suministro de GLP al archipiélago.

Mediante Resoluciones CREG 059 y 176 de 2011, la CREG también realizó ajustes a la metodología de remuneración de esta actividad de transporte, con el fin de garantizar el recaudo suficiente para cubrir los costos de prestación de este servicio al archipiélago.

Durante el 2012 la CREG analizará la necesidad de expedir la regulación necesaria para compatibilizar las reglas establecidas mediante Resolución CREG 092 de 2009 sobre el acceso al sistema de transporte de GLP por ductos y las obligaciones de entrega continua del agente transportador, con las ya establecidas para la actividad de comercialización mayorista de GLP.

### **3.6 Estructura del Mercado – Límites de participación y de integración**

#### **Introducción**

Entre noviembre de 2010 y mayo de 2011, la CREG desarrolló un estudio para contar con la información y análisis necesarios para determinar, para las diferentes actividades de la cadena de prestación del servicio con características competitivas, cuál es el nivel de participación del mercado (concentración) que podría crear posición dominante de un agente y los niveles de integración vertical que podrían reforzar dicha situación y por lo tanto afectar el desarrollo de una competencia efectiva. El estudio también incluyó la recolección de información necesaria para caracterizar la demanda de GLP, que hasta esa fecha no se conocía en detalle.

#### **Desarrollo**

Los resultados del estudio fueron socializados, y los comentarios recibidos analizados y respondidos, con la industria y demás interesados, en un taller diseñado para el efecto. Dado que los resultados del estudio abarcaron únicamente hasta octubre de 2010, durante 2012 se están actualizando los modelos con corte a marzo de 2012, a fin de capturar la mayor cantidad de información relacionada con el cambio que viene presentado la industria del GLP a raíz de la expedición del nuevo marco regulatorio.

A partir de abril de 2012, se adelanta el proceso de consulta de la regulación necesaria para monitorear el poder de mercado y la competencia efectiva en las actividades de la cadena de prestación del servicio a fin de que la CREG tome oportunamente las medidas que se consideren necesarias para incentivar la competencia.

### 3.7 Código de Medida de GLP

Si bien las transacciones de la cadena de prestación del servicio se basan en prácticas internacionales de medición generalmente aceptadas, durante lo que va del año 2012, la CREG contrato a la Universidad Tecnológica de Pereira para desarrollar los estudios necesarios que le permitan expedir un Código de Medida que regule la materia, que permita dirimir discrepancias y discusiones entre los agentes y de éstos con los usuarios buscando así la mayor transparencia en las transacciones comerciales a lo largo de la cadena.

## Objetivo No 4 TEMAS TRANSVERSALES

### 4.1 PROCESOS JUDICIALES

Al finalizar el 2011 cursaban contra la CREG 288 procesos judiciales distribuidos en acciones administrativas y constitucionales, como se muestra en la siguiente tabla.

#### Total de Procesos.

| ACCIONES                               | CANTIDAD   |
|--|------------|
| Nulidad                                | 11         |
| Nulidad y Restablecimiento del derecho | 229        |
| Reparación Directa                     | 8          |
| Contractual                            | 1          |
| Popular                                | 28         |
| Grupo                                  | 5          |
| Cumplimiento                           | 1          |
| Tutela                                 | 4          |
| Recurso de Insistencia                 | 1          |
| <b>Total</b>                           | <b>288</b> |

De los 288 procesos judiciales vigentes a 31 de diciembre de 2011, 186 corresponden a demandas de EMGESA, BETANIA y CHIVOR contra ISA, XM y la CREG por la liquidación del Cargo por Capacidad aplicando las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000.

Durante el año 2011 se obtuvo 1 fallo a favor de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, proferido por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, correspondiente a la demanda 2002-00557 presentada por Gases de Antioquia S.A. contra la Resolución CREG 009 de 2002.

Así mismo, los Juzgados Administrativos emitieron dos sentencias de primera instancia negando las pretensiones de demanda en dos acciones populares.

Por otra parte, el Consejo de Estado aceptó los desistimientos de los procesos de nulidad y restablecimiento del derecho presentados por de Electricaribe S.A. y Electrocosta S.A. E.S.P. contra la Nación-Ministerio de Minas y Energía y la CREG, por la aplicación de la Resolución 082 de 2002.

## **4.2 GESTIÓN DE PROCESOS ESTRATÉGICOS**

### **4.2.1 Participación ciudadana en la actividad misional de la CREG**

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), sigue comprometida en que la participación ciudadana sea uno de sus principales objetivos con el fin de acercar la entidad a sus diferentes públicos objetivos.

En tal sentido, durante el 2011 y lo que va corrido del 2012 fortaleció los espacios de participación ciudadana y de comunicación de sus actividades y regulación con el fin de que más personas conozcan de una forma clara y sencilla la normatividad expedidas por la Comisión.

Se realizan cartillas didácticas para explicar los temas regulatorios, se mantiene actualizado el portal web de la entidad ([www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)) con notas claras y en lenguaje sencillo para informar los avances regulatorios, se realizaron talleres y audiencias pública, estas últimas con

### **AUDIENCIA PÚBLICAS**

Las Audiencias públicas se continuaron realizando con transmisión por televisión por canales nacionales y regionales, con el fin de que más personas puedan conocer las temáticas de la regulación que se expide en energía y gas combustible, y al mismo tiempo generar un mecanismo participativo.

Este mecanismo permitió que más personas participaran de forma directa en el proceso normativo, además de conocer de primera mano las propuestas de la CREG para fijar los costos de prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía y gas.

Se hicieron seis (6) jornadas de audiencias públicas en el país para tratar tres proyectos de resolución.

**Audiencia pública para presentar la propuesta para remunerar planes de  
reducción de pérdidas de energía**

| Ciudad       | Fecha              | Hora              | Lugar   |
|--------------|--------------------|-------------------|---|
| Ibagué       | Febrero 25 de 2011 | 2 p.m. a 4 p.m.   | Auditorio Gobernación del Tolima (Carrera 3 entre calle 10 y 11)  |
| Cali         | Marzo 1 de 2011    | 10 a.m. a 12 p.m. | Teatro estudio Tele pacífico (calle 5 # 38ª-14)                   |
| Barranquilla | Marzo 4 de 2011    | 2pm a 4 pm a.m    | Hotel Dan Carlton (Calle 98 No.52B-10)                            |
| Bogotá       | Marzo 8 de 2011    | 10 am - 12m       | Auditorio RTVC (Antigua Inravisión. Av. El Dorado Cr. 45 # 26-33) |

La Audiencia Pública que se realizó en Bogotá fue transmitida por televisión a través de Señal Institucional

**Propuesta para presentar propuesta para calcular, los costos de GLP**

| Ciudad  | Fecha           | Hora             | Lugar  |
|---------|-----------------|------------------|--|
| Pereira | Marzo 8 de 2011 | 10 a.m. - 1 p.m. | Salón de Conferencias Cámara de Comercio<br>Cra.8 No. 23-09 Piso 3 |

**Audiencia pública de Rendición de cuentas**

| Ciudad | Fecha             | Hora   | Lugar   |
|--------|-------------------|--|---|
| Bogotá | Agosto 11 de 2011 | 9 a.m. - 12 .m.<br>Con transmisión en directo por televisión Señal Institucional | Centro de Convenciones Compensar (Av. 68 N° 49ª-47) |

## Audiencias Públicas primer semestre año 2012

### Audiencia Pública para presenta la propuesta de remuneración de comercialización de energía eléctrica

| Ciudad      | Fecha            | Hora             | Lugar  |
|-------------|------------------|------------------|--|
| Armenia     | Junio 26 de 2012 | 10 a.m. a 12 m   | Comfenalco Quindío (Calle 16 No.15-22 Auditorio Los Fundadores).                       |
| Bogotá      | Julio 3 de 2012  | 11 a.m. a 1 p.m. | Auditorio RTVC (Antigua Inravisión. Av. El Dorado Cr. 45 # 26-33)                      |
| Santa Marta | Julio 6 de 2012  | 10 a.m. a 12 m   | Eventos y Convenciones Centro histórico Airama. (Calle 15 N° 3-25 Piso 2 edificio BCH) |

### Talleres

La Comisión no sólo tiene como herramienta de participación ciudadana la realización de audiencias, además realiza constantemente talleres para que la industria, los agentes y cualquier persona interesada puedan conocer las propuestas de regulación antes de que éstas queden en firme.

La idea es conocer de primera mano las opiniones de las propuestas regulatorias. Luego de esos talleres se abre un espacio para recibir comentarios a los que les damos respuesta y se tienen en cuenta para las resoluciones definitivas.

### Talleres de la CREG en el 2011

| Tema  | Participantes   | No. Asistentes | Fecha  |
|---|---|----------------|--------|
| TALLER DE PRESENTACIÓN DE LA RESOLUCIÓN CREG-182 DE 2010  | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 75             | ENE-13 |
| TALLER PARA PRESENTAR RESOLUCIONES 159, 160 Y 184 DE 2010 | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 150            | ENE-25 |

|  |   |     |        |
|--|---|-----|--------|
| TALLER PARA PRESENTAR SEGUNDO INFORME DE LA ASESORÍA PARA DEFINIR EL FACTOR DE PRODUCTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 67  | MAR-28 |
| TALLER PARA PRESENTAR LA VERSIÓN FINAL DEL MODELO DE COSTOS DEL PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS  | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 112 | ABR-12 |
| TALLER INFORME CONSULTORÍA• A PARA APOYAR LA DEFINICIÓN DE NIVELES ADMISIBLES DE CONCENTRACIÓN DEL MERCADO Y DE INTEGRACIÓN VER        | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 30  | ABR-27 |
| TALLER PARA PRESENTAR INFORME DE LA ASESORÍA• CON RESPECTO AL ESTUDIO DE LAS POSIBILIDADES DE IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO       | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 150 | MAY-02 |
| TALLER INTERNACIONAL DE GAS NATURAL PARA PRESENTAR LA REGULACIÓN DEL SECTOR (SUBASTAS, CONTRATOS DE SUMINISTROS.                       | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 230 | MAY-12 |
| TALLER GAS NATURAL LICUADO CONSULTOR DAVID LEDESMA   | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 20  | JUN-1  |
| TALLER NUEVO REGLAMENTO DE COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA DE GLP   | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 120 | JUN-17 |

|  |   |     |        |
|--|---|-----|--------|
| TALLER MODIFICACIONES A REGLAS DE SUBASTA DE ENERGÍA FIRME                           | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 85  | JUL-26 |
| TALLER ACLARACIONES MOR  | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 180 | AGO-30 |
| SEGUNDO TALLER INTERNACIONAL DE GAS NATURAL  | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 225 | SEP-15 |
| TALLER ESQUEMA DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL                                    | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 150 | SEP-21 |
| TALLER ESTUDIO DE FUSIÓN DE MERCADOS DE COMERCIALIZACIÓN                             | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 85  | OCT-06 |
| TALLER CONSULTORÍA DE ESTANDARIZACIÓN DE CONTRATOS DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 177 | OCT-24 |
| TALLER AUDITORÍAS CALIDAD DISTRIBUCIÓN   | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 56  | NOV-22 |
| TALLER PROPUESTA INDICADORES DE CALIDAD GLP  | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 31  | NOV-29 |
| IV TALLER INTERNACIONAL DE GAS NATURAL   | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 125 | DIC-05 |
| TALLER ESTATUTO RIESGO DESABASTECIMIENTO   | Gremios, industria, empresas, academia y terceros             | 70  | DIC-06 |

|   |   |    |        |
|---|---|----|--------|
| MEM   | interesados   |    |        |
| TALLER INFORME MEDICIÓN EN LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 29 | DIC-22 |

### Talleres de la CREG en el primer semestre de 2012

| Tema   | Participantes   | No. Asistentes | Fecha   |
|--|---|----------------|---------|
| TALLER PARA PRESENTAR LA RESOLUCIÓN CREG 172-2011                                | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 146            | ENE- 24 |
| TALLER ESQUEMA DE PLANES DE REDUCCIÓN DE PERDIDAS DE ENERGÍA                     | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 80             | FEB -03 |
| TALLER DE EXPANSIÓN SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL                              | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 80             | FEB- 07 |
| TALLER PARA LA ACTUALIZACIÓN Y PROFUNDIZACIÓN DE ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DE GAS | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 228            | MAR-08  |
| TALLER PARA CONOCER FÓRMULAS TARIFARIAS DE GAS NATURAL                           | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 100            | ABR- 12 |
| TALLER SUBASTAS DE RECONFIGURACIÓN   | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 80             | MAY-02  |
| TALLER CÓDIGO DE   | Gremios, industria, empresas, academia                        | 171            | MAY-03  |

|   |   |     |         |
|---|---|-----|---------|
| MEDIDA  | y terceros interesados  |     |         |
| TALLER PARA PRESENTAR LA PROPUESTA DE LA FÓRMULA TARIFARIA DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA                     | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 120 | JUN- 21 |
| TALLER EN PANAMÁ, PARA EXPONER TEMAS RELEVANTES DE LA ARMONIZACIÓN REGULATORIA EXPEDIDA POR LA ASEP Y LA CREG | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 30  | JUL-06  |
| TALLER PARA PRESENTAR PROPUESTA DE CONFIABILIDAD DE GAS   | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 150 | JUL-10  |
| TALLER PARA PROFUNDIZAR PROPUESTA DE CONFIABILIDAD DE GAS   | Gremios, industria, empresas, academia y terceros interesados | 100 | JUL-17  |

#### 4.2.2. Otras acciones

La Comisión durante el año 2011, realizó 20 programas institucionales “Creciendo con Energía”, con cobertura nacional, estos programas, fueron transmitidos a través del Canal Uno en horario Premium.

En tal sentido cada una de las transmisiones, tenían como objetivo, explicar a los televidentes los diferentes aspectos de los servicios públicos de energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo o gas en cilindros como se le conoce popularmente.

De igual manera la Entidad, elaboró 3 píldoras para que las personas conozcan las normativas de los servicios de energía eléctrica, gas natural y GLP, sus derechos y deberes como usuarios.

La CREG, participó en la Feria Nacional de Servicio al Ciudadano, que tuvo lugar en la ciudad de Sincelejo, el 20 de agosto de 2011.

Las Ferias de Servicio al Ciudadano, son organizadas por el Gobierno Nacional y tienen como propósito acercar las entidades públicas a los ciudadanos y brindarles la oportunidad de resolver sus inquietudes con respecto a diferentes servicios.

Durante la Feria, se resolvieron inquietudes de los usuarios con respecto a la regulación de los servicios públicos de energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo o gas en cilindros.

En el 2012 la Comisión participó en la Feria de Servicio al Ciudadano que tuvo lugar en San Andrés el 21 de abril y en Pasto el 19 de mayo.

#### **4.2.3 PETICIONES, QUEJAS Y RECLAMOS**

La CREG cuenta con los siguientes mecanismos para recibir peticiones, quejas y reclamos: Página web, Correo electrónico, Teléfono, línea gratuita 018000 y Comunicación escrita.

La entidad elabora trimestralmente un informe de las peticiones, quejas y reclamos, el cual es consolidado y analizado. Dicho informe es publicado en la página web de la entidad

### **PETICIONES QUEJAS Y RECLAMOS**

#### **ENERO A MARZO DE 2011**

#### **COMUNICACIONES RECIBIDAS**

Durante el primer trimestre del año 2011, la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG recibió un total de 3.392 comunicaciones, de las cuales 2.131 corresponden a procesos regulatorios, equivalente al 63%, 454 fueron peticiones y consultas (13%); 364 comunicaciones administrativas (11%), 266 comunicaciones del tema de contribución (8%) y 100 de relaciones interinstitucionales (3%). Así mismo, se recibieron 77 comunicaciones de quejas y reclamos, equivalente al 2% del total.

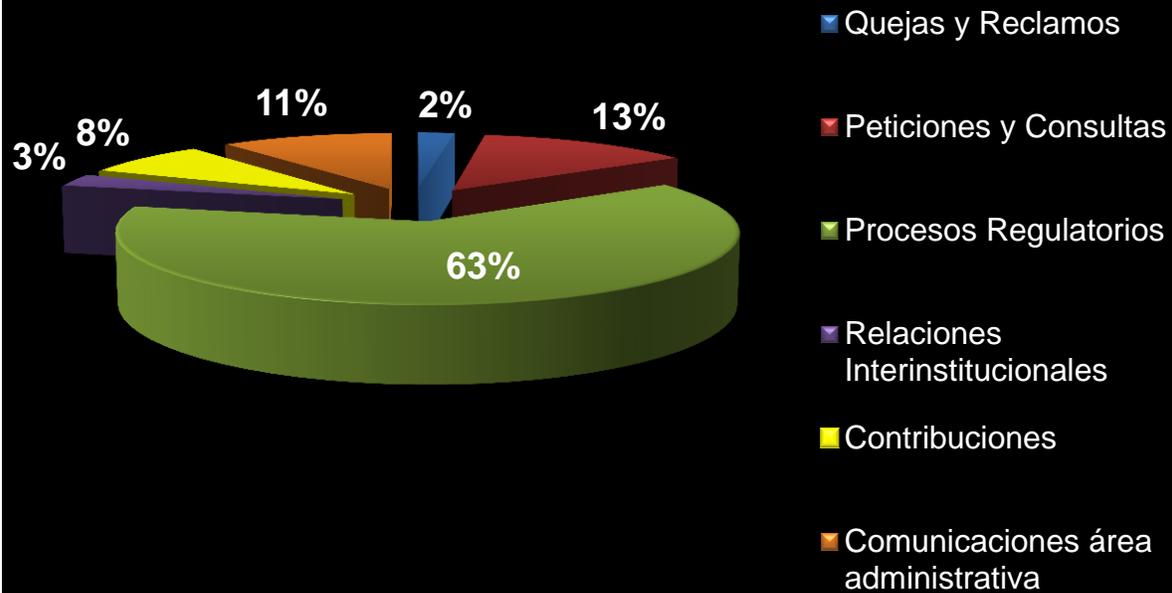
La siguiente muestra los conceptos de las comunicaciones recibidas y su participación.

## Comunicaciones Recibidas Enero a Marzo de 2011



La siguiente gráfica presenta el porcentaje de participación de cada uno de los conceptos de las comunicaciones.

## Participación de las Comunicaciones Recibidas Enero a Marzo de 2011

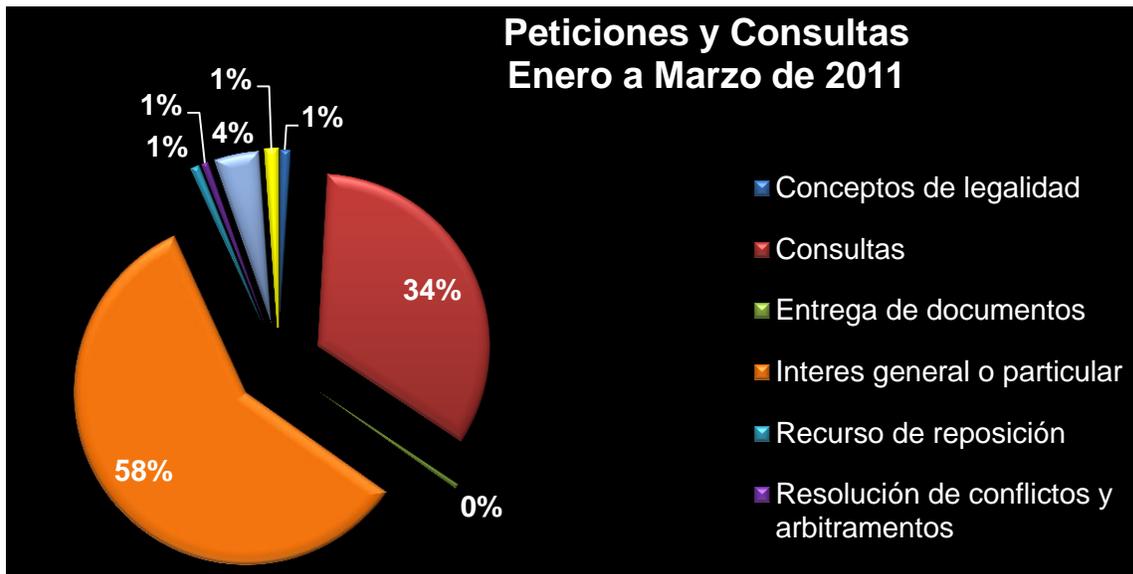


### PETICIONES Y CONSULTAS

Las 454 peticiones y consultas recibidas corresponden al 13% del total de las comunicaciones, la más representativa es la petición de interés general y particular con 265, equivalente al 58%; seguida de las consultas con 152 (34%); mientras la solicitud de modificación de tarifas representa el 4% como lo muestra la siguiente gráfica:



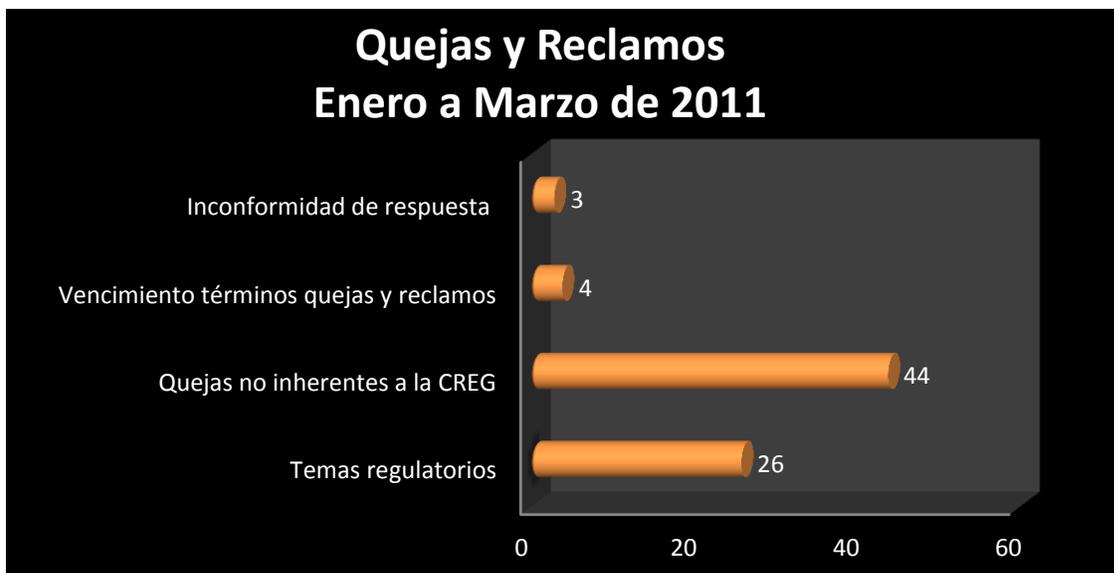
La siguiente gráfica muestra el porcentaje de participación en las peticiones y consultas recibidas durante el periodo.



### QUEJAS Y RECLAMOS

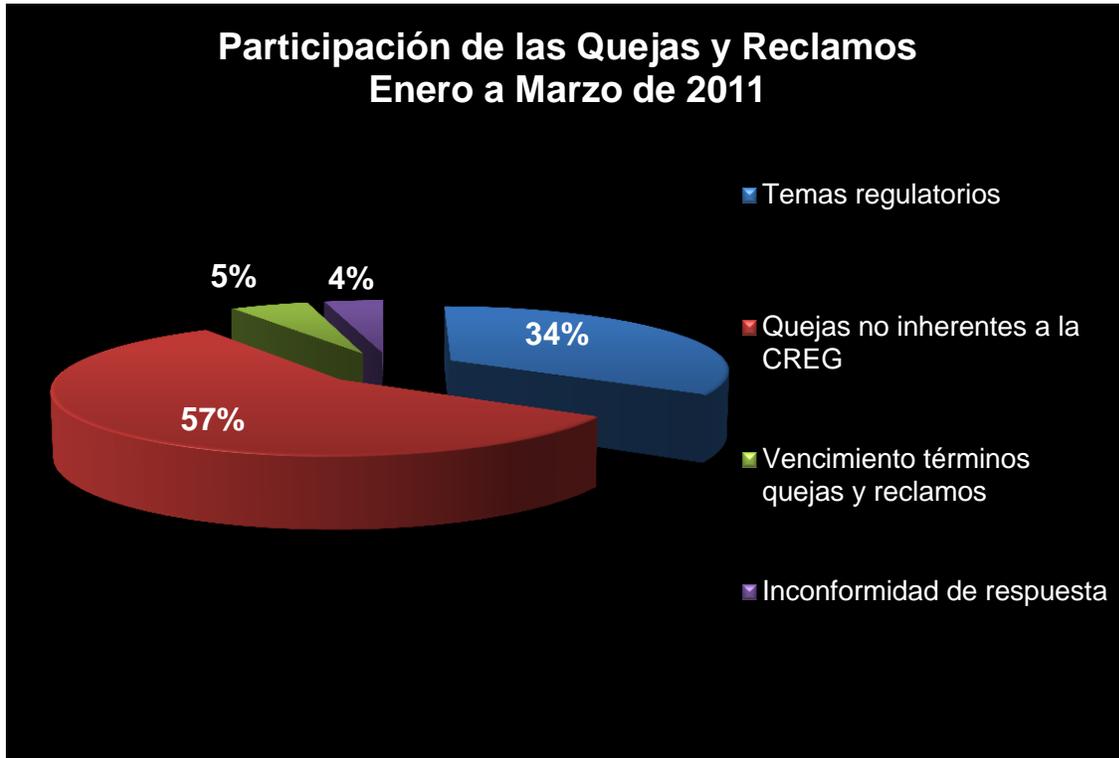
Las 77 quejas y reclamos recibidas que corresponden al 2%, del total de las comunicaciones recibidas durante el primer trimestre del año; de éstas se recibieron 44 quejas que no son competencia de la CREG (57%) a las cuales se les dio el respectivo traslado a la entidad competente.

Se recibieron 26 quejas y reclamos de temas regulatorios (34%), y 4 fueron quejas y reclamos por vencimientos de términos (5%), y se recibieron 3 quejas por inconformidad en las respuestas recibidas (4%).



El tiempo promedio de respuesta de las quejas y reclamos fue de 14 días para este período.

La siguiente gráfica corresponde a la participación de los conceptos que originaron las quejas y reclamos durante el primer trimestre del año 2011.



## INFORME

### PETICIONES QUEJAS Y RECLAMOS

ABRIL A JUNIO DE 2011

#### COMUNICACIONES RECIBIDAS

Durante el segundo trimestre del año 2011, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) recibió 3.154 comunicaciones, de las cuales 1.906 fueron procesos regulatorios (60%); 450 peticiones y consultas (14%); 406 comunicaciones administrativas (13%); 221 comunicaciones del tema de contribución (7%); 117 de relaciones interinstitucionales (4%) y 54 quejas y reclamos (2%).

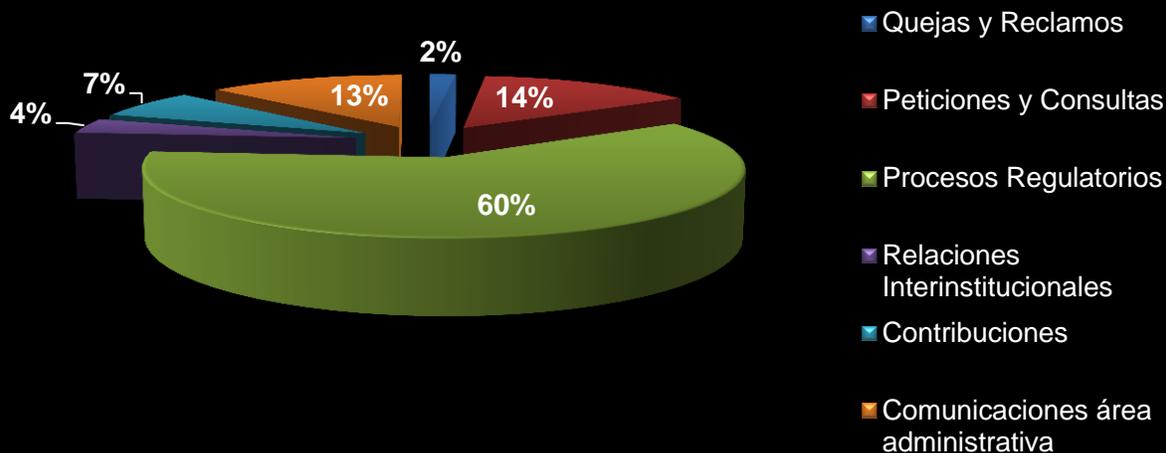
La siguiente gráfica muestra los temas de las comunicaciones recibidas y su participación:

## Comunicaciones Recibidas Abril a Junio de 2011



La siguiente gráfica presenta el porcentaje de participación de cada uno de los temas de las comunicaciones recibidas durante el periodo.

## Participación de las Comunicaciones Recibidas Abril a Junio de 2011

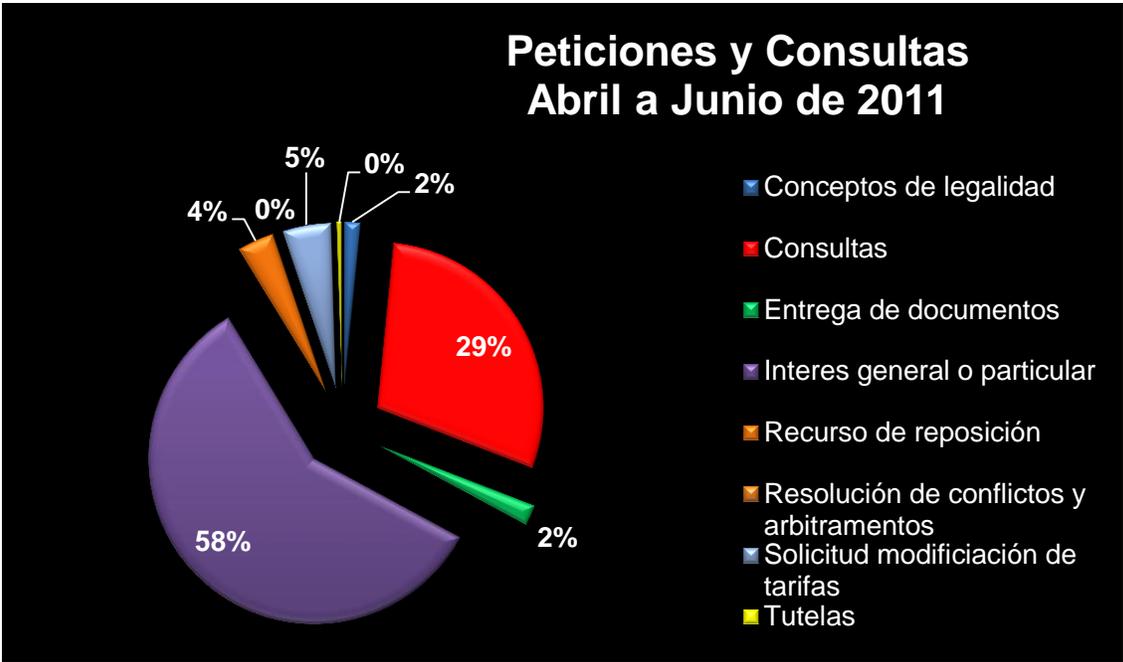


### PETICIONES Y CONSULTAS

De las 450 peticiones y consultas, corresponde al 14% del total de las comunicaciones recibidas, la más representativa es la petición de interés general y particular con 263 (58%), seguida de las consultas con 132 (29%); la solicitud de modificación de tarifas (5%) y los recursos de reposición (4%).

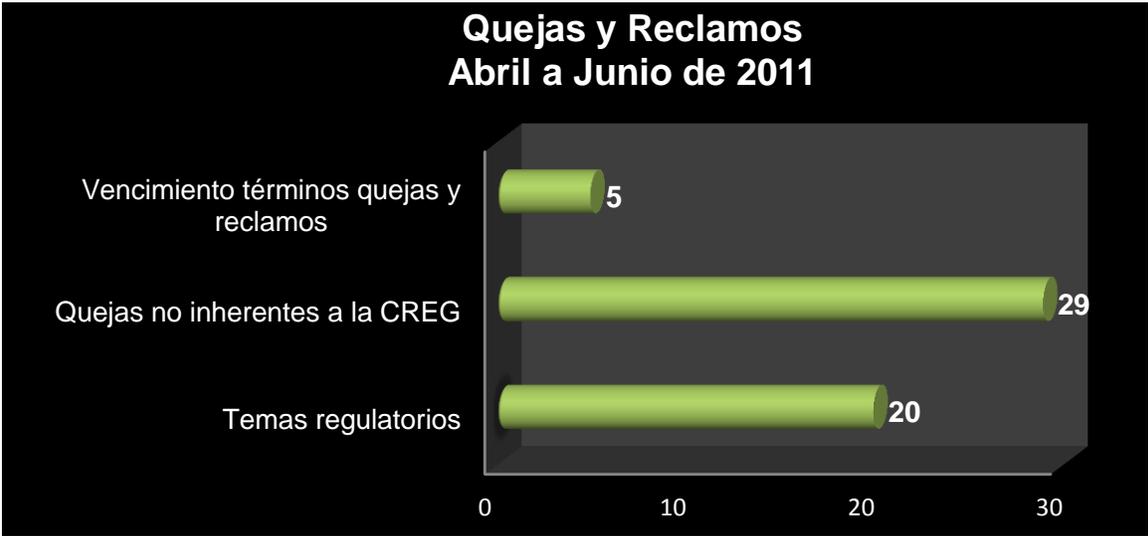


En la siguiente gráfica se puede observar el porcentaje de participación de las peticiones y consultas durante el periodo.



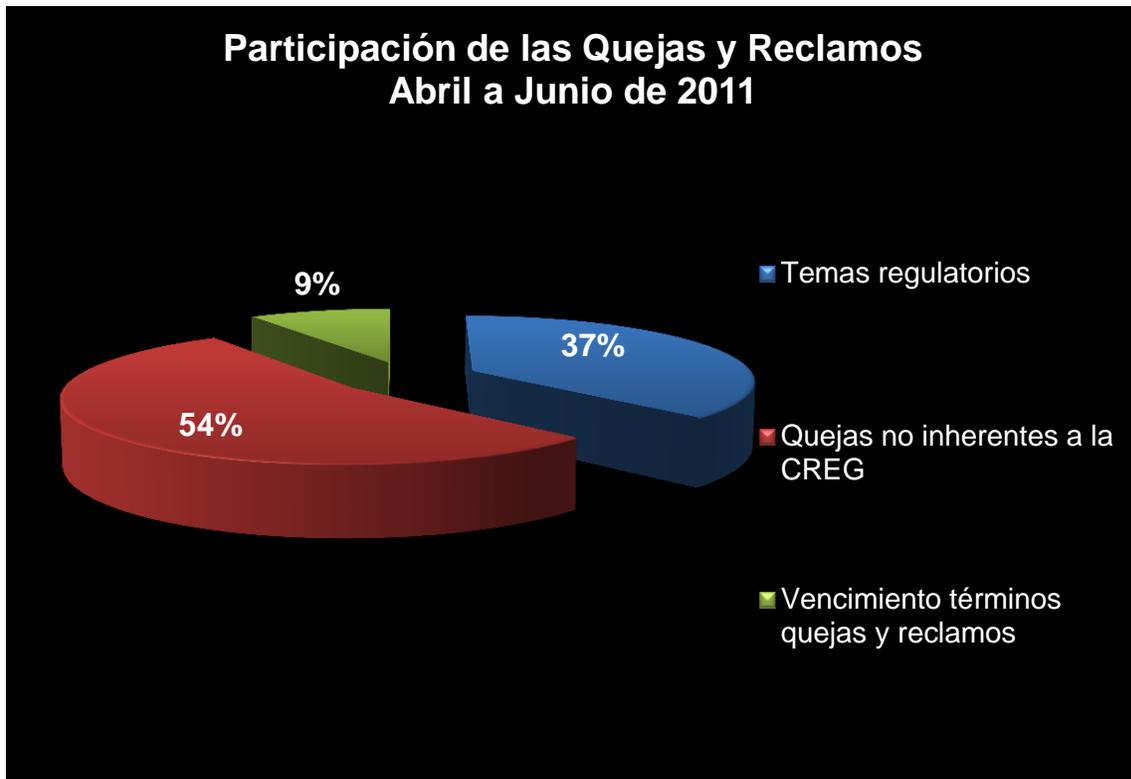
**QUEJAS Y RECLAMOS**

De las 54 quejas y reclamos recibidas, correspondientes al 2% del total de las comunicaciones recibidas para este trimestre; 29 fueron quejas que no son competencia de la CREG (54%) a las cuales se les dio el respectivo traslado a la entidad competente. Por su parte las quejas inherentes a la Comisión sobre temas regulatorios fueron 20 (37%), mientras 5 quejas fueron por vencimiento de términos en la respuesta (9%).



El tiempo promedio de respuesta de las quejas y reclamos fue de 10 días para este período.

En la siguiente gráfica se observa la participación de los conceptos que originaron las quejas y reclamos durante el cuarto trimestre de 2010.



## INFORME

### PETICIONES QUEJAS Y RECLAMOS

JULIO A SEPTIEMBRE DE 2011

#### COMUNICACIONES RECIBIDAS

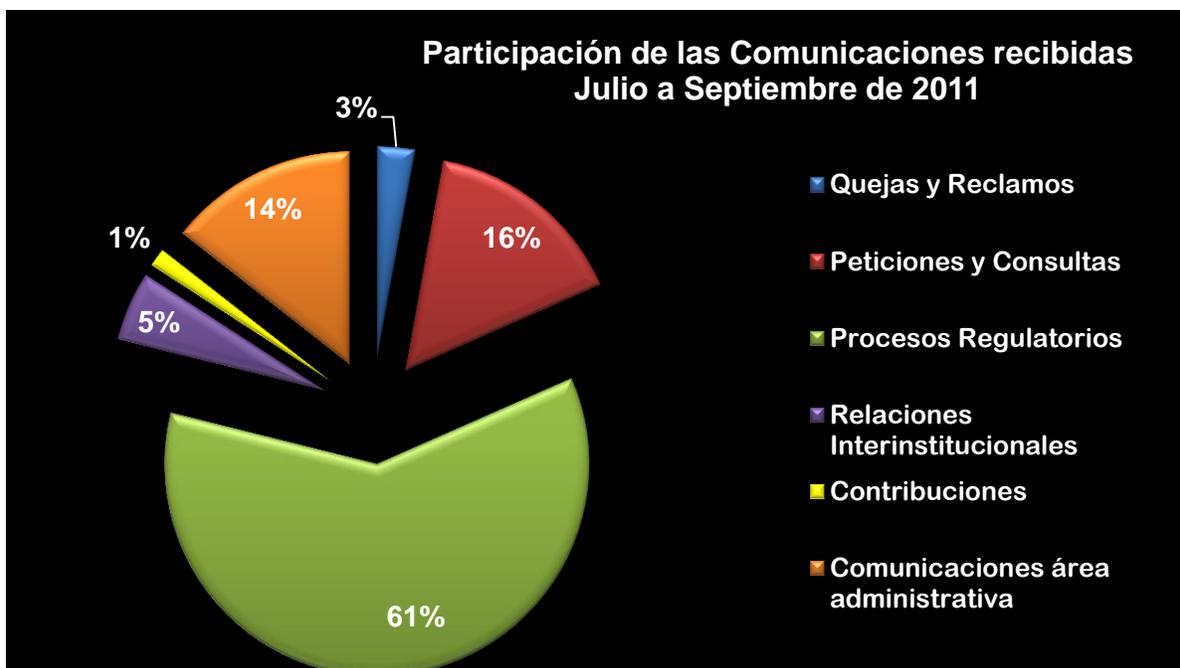
Durante el tercer trimestre del año 2011, la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG recibió 3.120 comunicaciones, de las cuales 1.887 correspondieron a procesos regulatorios (61%), 485 fueron peticiones y consultas (16%), 450 comunicaciones administrativas (14%), 165 comunicaciones de relaciones interinstitucionales (5%), 89 quejas y reclamos (3%) y 44 comunicaciones sobre el tema de contribuciones.

Los temas de las comunicaciones recibidas y su participación, corresponde a los siguientes conceptos:

## Comunicaciones recibidas Julio a Septiembre de 2011

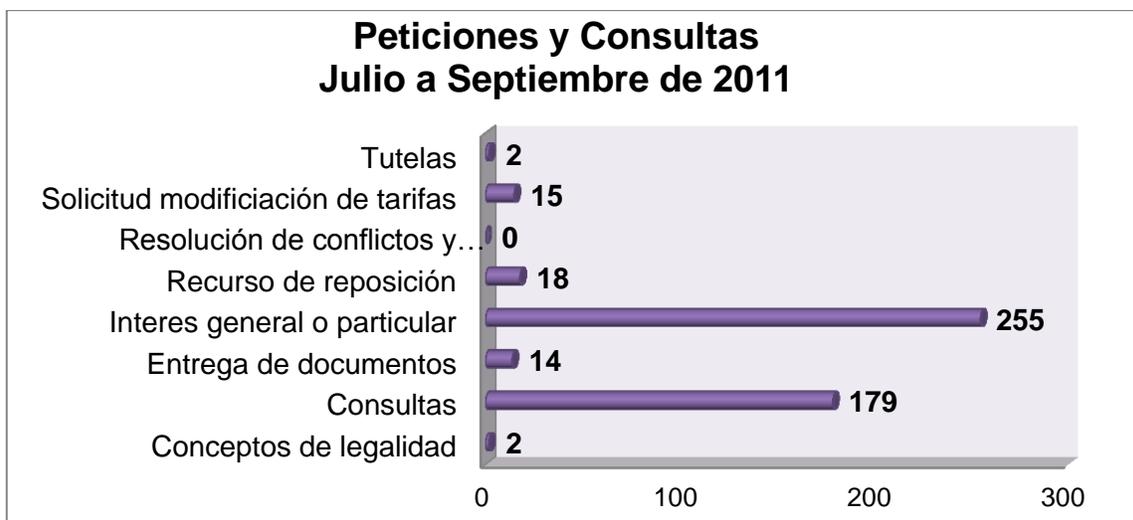


La siguiente gráfica muestra el porcentaje de participación de las comunicaciones durante el periodo.

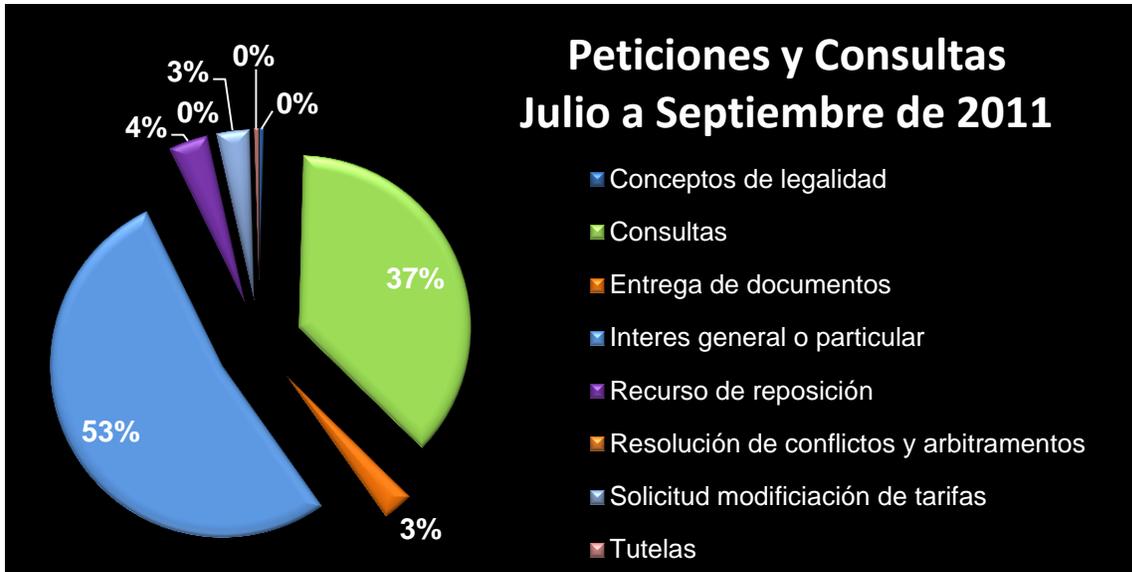


## PETICIONES Y CONSULTAS

De las 485 peticiones y consultas recibidas en este período y que corresponden al 16% del total de las comunicaciones que llegaron a la Comisión, la más representativa fue la de interés general y particular con 255 (53%), seguidas por las consultas con 179 (37%); los recursos de reposición participaron (4%) y la solicitud de modificación de tarifas y entrega de documentos (3%).

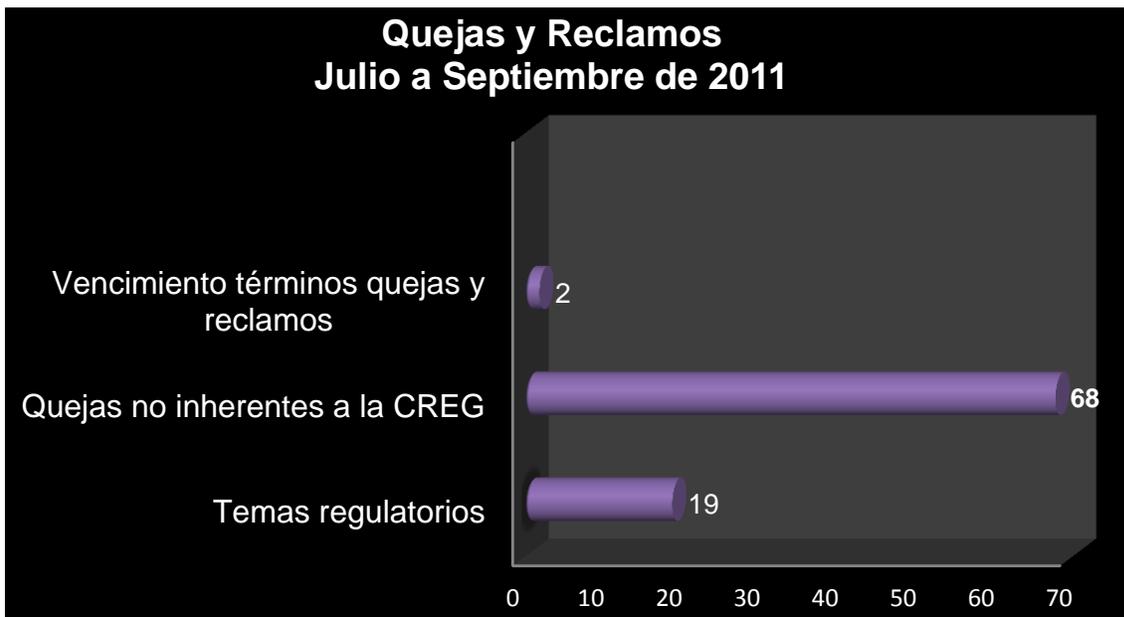


La siguiente gráfica presenta los porcentajes de participación de las peticiones y consultas.



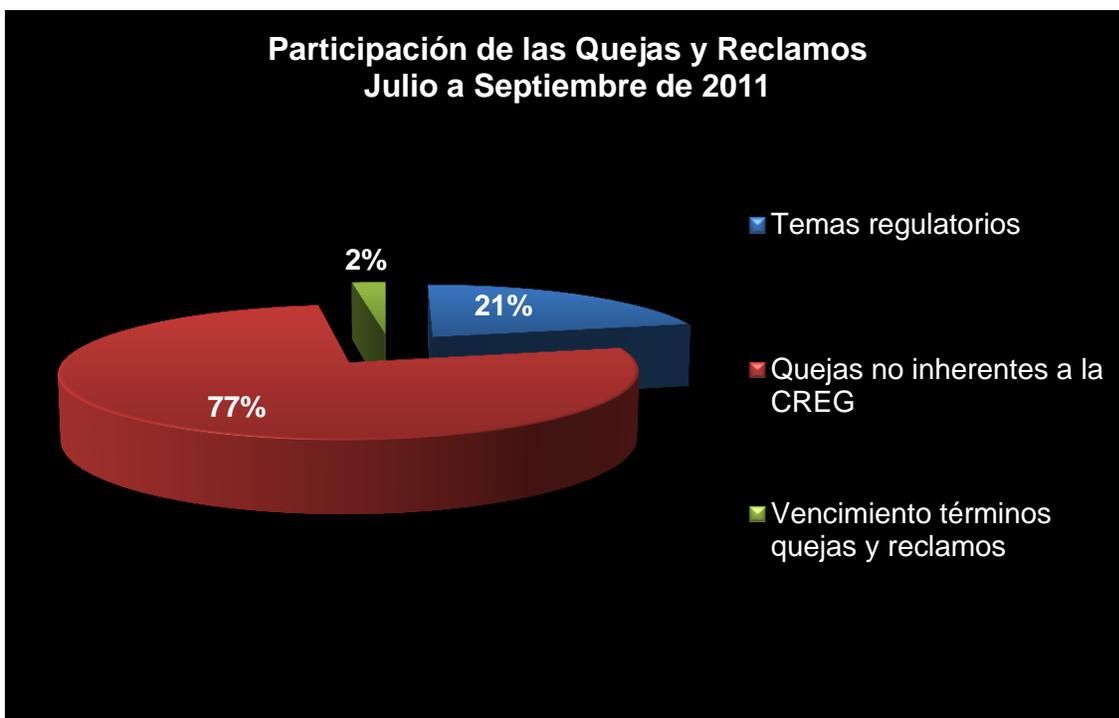
### QUEJAS Y RECLAMOS

Las 89 quejas y reclamos recibidas durante el tercer trimestre corresponden al 3% del total de las comunicaciones recibidas. Durante el período se recibieron 68 quejas que no son competencia de la CREG (77%) a las cuales se le dio el respectivo traslado a la entidad competente; las quejas inherentes a la Comisión sobre temas regulatorios participó con un total de 19, equivalente al 21%; y se recibieron 2 quejas por inconformidad en el vencimiento de términos en la respuestas, equivalente al 2% del total recibido.



El tiempo promedio de respuesta de las quejas y reclamos fue de 12 días para este período.

En la siguiente gráfica se observa la participación de los conceptos que originaron las quejas y reclamos durante el tercer trimestre de 2011.



## INFORME

### PETICIONES QUEJAS Y RECLAMOS

OCTUBRE A DICIEMBRE DE 2011

#### COMUNICACIONES RECIBIDAS

Durante el periodo octubre, noviembre y diciembre de 2011, la entidad recibió 3.347 comunicaciones, de las cuales 2.087 corresponden a procesos regulatorios, equivalente al 62%, 574 comunicaciones administrativas, equivalente al 17%; seguida de las peticiones y consultas con 422 comunicaciones, equivalente al 13%. Así mismo, se recibieron 98 comunicaciones de relaciones interinstitucionales y 84 de contribuciones; equivalentes al 3% y finalmente se recibieron 82 comunicaciones de quejas y reclamos, equivalente al 2% del total de las comunicaciones recibidas.

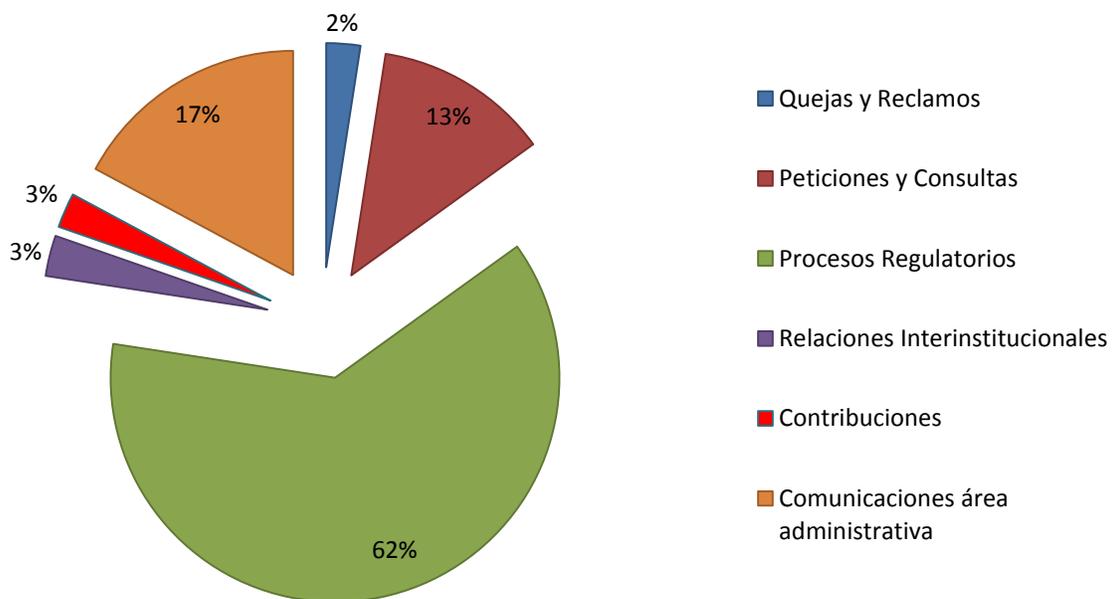
La siguiente gráfica ilustra los conceptos de las comunicaciones recibidas y su participación.

## Comunicaciones recibidas Octubre a Diciembre 2011



En la siguiente gráfica podemos observar el porcentaje de participación de cada uno de los conceptos de las comunicaciones.

## Participación de las Comunicaciones recibidas Octubre a Diciembre 2011



## PETICIONES Y CONSULTAS

Las 422 peticiones y consultas recibidas durante este periodo, correspondiente al 13% del total de las comunicaciones, la más representativa de estas, es la petición de interés general o particular con 183, equivalente al 43%, seguida de las consultas con 178, equivalente al 42%.

La siguiente gráfica ilustra las peticiones recibidas durante el último trimestre:



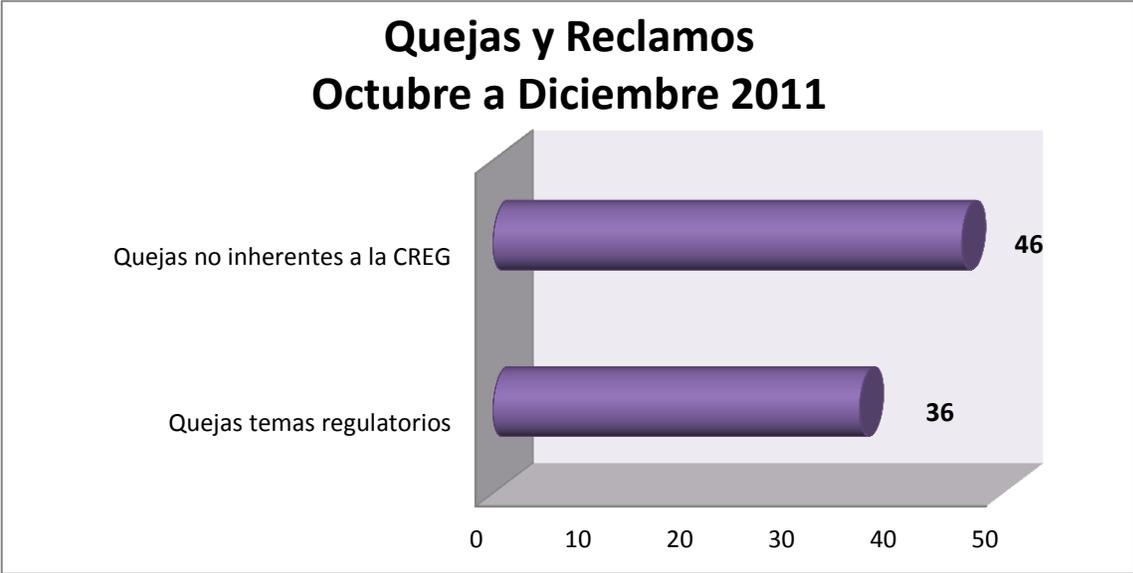
En la siguiente gráfica podemos observar el porcentaje de participación de las peticiones y consultas recibidas durante el periodo.



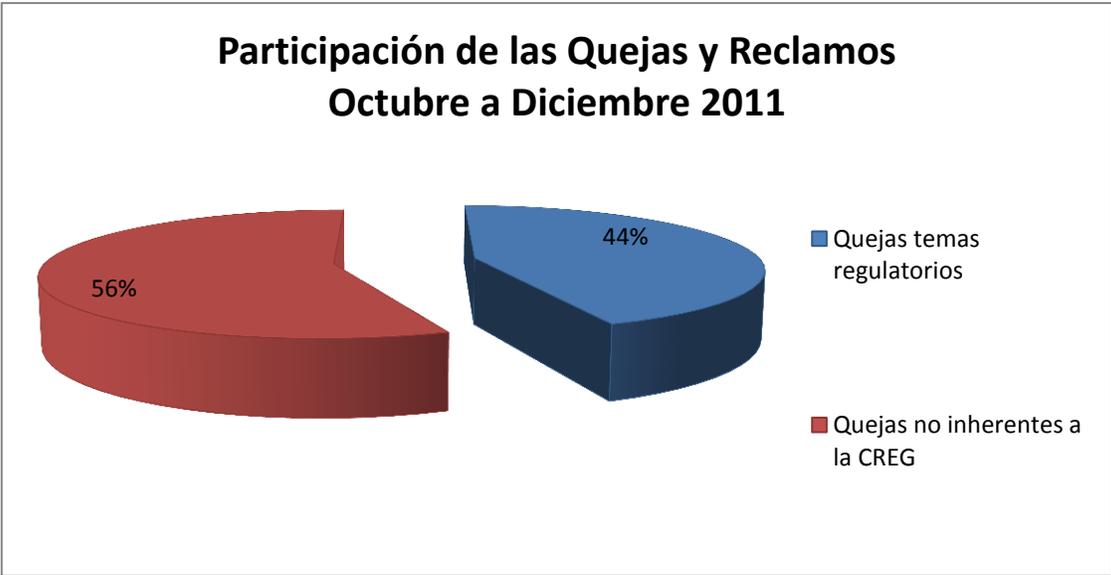
## QUEJAS Y RECLAMOS

De las 82 quejas y reclamos recibidas durante el cuarto trimestre del año 2011, se tiene que el 56% son quejas y reclamos que no son competencia de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, a las cuales se le da traslado a la entidad competente. Las quejas y reclamos competencia de la Comisión son de temas regulatorios, a las cuales se le da el tramite correspondiente, estas equivalen al 44% del total.

El promedio de respuesta en días de las quejas y reclamos para este periodo fue de 12 días.



Por último, la siguiente gráfica nos muestra la participación de los conceptos que originaron las quejas y reclamos durante el cuarto trimestre del año 2011.



## **4.3 GESTIÓN DE PROCESOS DE CONTROL**

### **4.3.1 Sistema de gestión de calidad**

#### **Objetivo**

Implementar y mantener el Sistema de Gestión de la Calidad de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG

Se realizaron modificaciones, actualizaciones y ajustes necesarios en cada uno de los procesos con las normas vigentes NTCGP 1000:2009 e ISO 90001:2008 y MECI 1000:2005. Se llevó a cabo la auditoría interna en el mes de agosto de 2011 de allí se realizaron y ejecutaron los planes de acción para el fortalecimiento del sistema en el mes de diciembre de 2011 se realizó la auditoría de certificación y el 3 de abril de 2012, fue otorgada la certificación por parte de Icontec

#### **Metas 2012**

Para esta vigencia se trabajará en la implementación del plan de acción acordado con Icontec para obtener la Certificación del sistema de calidad que ha implementado la Comisión.

### **4.3.2 Sistema de control interno**

Para la vigencia 2011 Control Interno realizó seguimientos y evaluación independiente al sistema de control interno de la entidad, a la implementación y mantenimiento del Modelo Estándar de Control Interno, adoptado mediante el Decreto 1599 de 2005 y lineamientos del Departamento Administrativo de la Función Pública

El Modelo Estándar de Control Interno está compuesto por tres subsistemas: Estratégico, de Gestión y Control, el cual permiten fortalecer los procesos y optimizar los recursos de la entidad. A continuación se presenta el trabajo realizado en cada uno de los subsistemas y las propuestas de mejoras que se tienen para la vigencia 2012.

Subsistema de Control Estratégico, la Comisión cuenta con los principios y valores éticos construidos con la participación de los funcionarios de la entidad, el cual se adoptó con la Resolución administrativa 063 de 2008. De igual forma, se cuenta con planes y programas establecidos en los procesos, como plan de capacitación, bienestar social, comunicaciones, jornadas de inducción y reinducción. Se tiene implementado el normograma en cada proceso, frente a las responsabilidades por mandato legal. Se cuenta con mapas de riesgos por procesos implementados, planes de mejora por procesos, e institucional. Se desarrolló una herramienta que le permite a los servidores internos hacer las solicitudes, peticiones, sugerencias al asesor de Gestión Humana, mecanismo que permite la participación de los servidores públicos. Así mismo, la alta dirección está en permanente seguimiento al mantenimiento y mejora de los sistemas de la entidad.

Para la vigencia 2012, se tiene como opción de mejora, medir permanentemente la eficacia de las acciones de los mapas de riesgos, implementar los planes de mejoramiento individuales de acuerdo con las evaluaciones realizadas, cumplir con ciclo PHVA de la

evaluación de clima organizacional, realizar las evaluaciones a los servidores de la entidad sobre las capacitaciones recibidas, así como del plan de capacitación y adoptar la política de riesgos de la entidad.

Subsistema de Control de Gestión, cabe resaltar la actualización permanente de las caracterizaciones, procedimientos, políticas, objetivos del sistema de gestión de calidad. Así mismo, se revisaron y definieron nuevos indicadores, con el fin de medir la eficacia, eficiencia y efectividad en los procesos. La entidad cuenta con un manual de operaciones, el cual fue actualizado y está en proceso aprobación. De otra parte, la entidad a través de diferentes mecanismos de comunicación, como audiencias públicas temáticas, talleres, cartillas, publicación de noticias en el portal web, interactuó con las empresas reguladas, agentes interesados, usuarios y ciudadanía en general. Se dio trámite a las peticiones, consultas, quejas y reclamos que ingresaron a la Comisión.

Durante este año también se llevó a cabo la audiencia pública de rendición de cuentas a la ciudadanía, vigencia 2010, en el mes de agosto de 2011. De igual forma, la entidad trabajó en el programa de Gobierno en Línea, donde se logró en cada una de las fases el 100%.

De otra parte, es importante resaltar que en la última evaluación de Transparencia por Colombia, INT 2008-2009, la entidad obtuvo una calificación de 89.2, ubicándose en un nivel de riesgo moderado.

Para el año 2012, se pretende fortalecer la oportunidad en la medición de los indicadores de cada uno de los procesos, así como los soportes que evidencien su medición. Así mismo, se pretende que las actividades desarrolladas estén totalmente soportadas en los procedimientos. Es necesario que se lleven a cabo los controles definidos en cada proceso. De otra parte, se gestionará la adopción y actualización del manual de operaciones y de la política de comunicaciones. Por último, se trabajará en la creación del grupo que estará a cargo de la atención al ciudadano, Ley 1474 de 2011 y la oportunidad en el trámite de las peticiones, quejas y reclamos.

En el subsistema de Control de Evaluación, control interno llevo a probación por parte del Comité de Coordinación de Control Interno, el programa de auditoria internas independiente de gestión y de calidad. Dicho programa se desarrollo durante esta vigencia, como resultado se de estas auditorias se elaboraron acciones de mejora a los diferentes procesos auditados.

Para la vigencia 2012, se tiene como tarea mejorar la oportunidad en el cumplimiento de las acciones de mejora, con el fin de medir la eficacia, eficiencia y efectividad de los procesos. La implementación de los planes de mejoramiento individual de acuerdo al desempeño de los funcionarios.

Finalmente, el estado general del Sistema de Control Interno de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, arroja el 80.73% de implementación, ubicado en el rango de cumplimiento, donde se evidencia un buen desarrollo, pero requiere de mejoras en algunos aspectos.

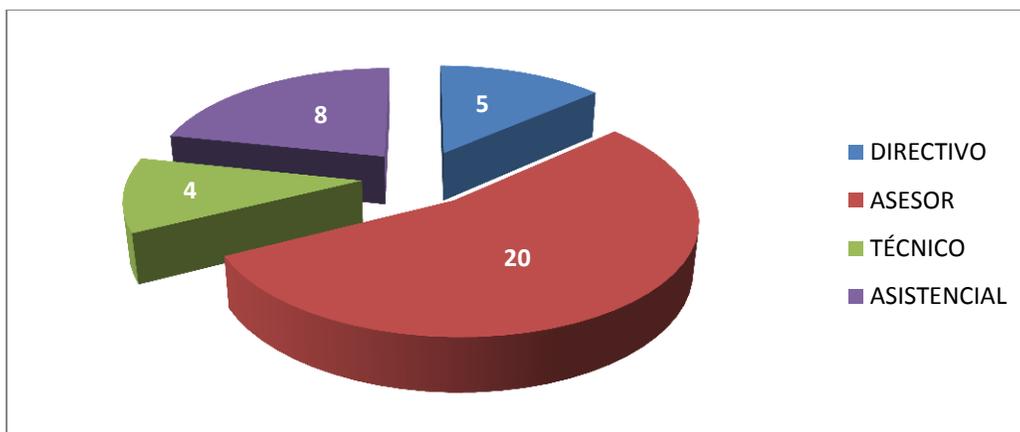
La entidad cuenta con una herramienta que integra los sistemas de Control Interno y sistema de Gestión de calidad, el cual permite el control permanente de los elementos de MECI con los requisitos de la norma de calidad NTCGP 1000:2009, los cuales contribuyen de manera efectiva al cumplimiento de los objetivos de la entidad.

## 5 GESTIÓN DE PROCESOS DE APOYO (MEDADARDO RODRIGUEZ)

### 5.2 PROCESO DE GESTIÓN HUMANA

#### 5.1.1 Planta de personal

La planta de funcionarios de la CREG establecida por el Decreto 1895 de 1999, está conformada por 37 empleos que a 31 de diciembre de 20110, se encontraban distribuidos de la siguiente manera:



Distribución de la planta de personal por niveles

#### Planta de personal por género a 31/12/2011

| NIVEL       | FEMENINO | MASCULINO | VACANTES            | TOTAL |
|-------------|----------|-----------|---------------------|-------|
| DIRECTIVO   | 0        | 4         | 1                   | 5     |
| ASESOR      | 5        | 14        | 1                   | 20    |
| TÉCNICO     | 1        | 3         | 0                   | 4     |
| ASISTENCIAL | 4        | 3         | 1 empleo a suprimir | 8     |
| Total       | 10       | 24        | 3                   | 37    |

#### 5.1.2 Proceso de reestructuración de la CREG

Teniendo en cuenta las necesidades de personal que presenta la Comisión y de acuerdo con las directrices impartidas por el Ministerio de Minas y Energía, líder del sector, a partir de julio de 2011, se iniciaron las actividades que terminaron con la presentación y

sustentación de los proyectos de la nueva Estructura y Planta de Personal de la CREG, que fueron el resultado del estudio técnico y de cargas de trabajo que se adelantó para el fortalecimiento de la estructura y la planta de personal de la Comisión.

Lo anterior con el fin de que la Comisión pueda cumplir con la función que le ha sido encomendada por las Leyes 142 y 143 de 1994.

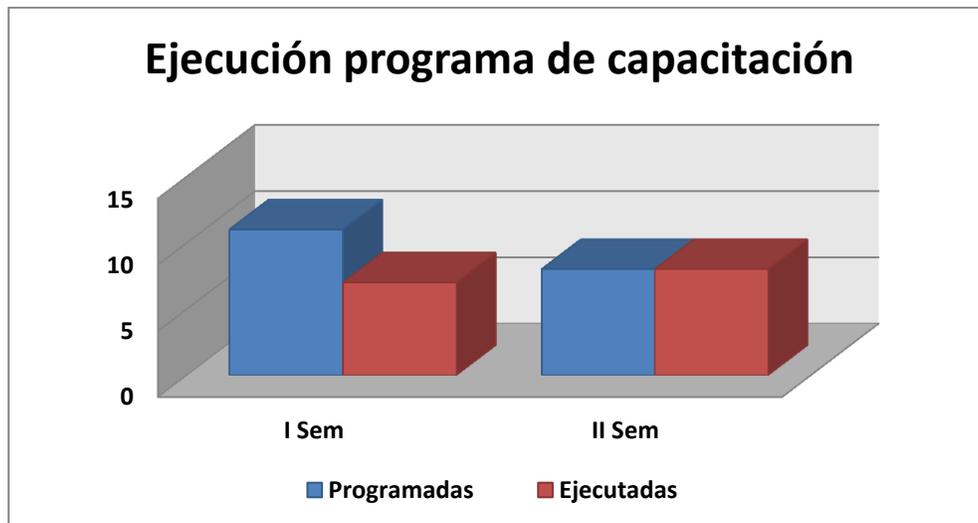
De otra parte, el 3 de noviembre de 2011, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 4130 por el cual reasignó a la Comisión las funciones de fijar los precios de los productos derivados del petróleo a lo largo de toda la cadena de producción y distribución, salvo para gasolina motor corriente, ACPM y biocombustibles, actividades que ejecuta el Ministerio de Minas y Energía.

### 5.1.3 Selección y Vinculación

Durante 2011, se hicieron tres (3) nombramientos de asesores para apoyar los procesos misionales, y se promovió a un (1) funcionario a un empleo de mayor grado y responsabilidad.

En cumplimiento a lo dispuesto por la Comisión Nacional del Servicio Civil CNSC dentro de la convocatoria 001 de 2005, se efectuaron dos (2) nombramientos en periodo de prueba de lista de elegibles expedidas por esa entidad.

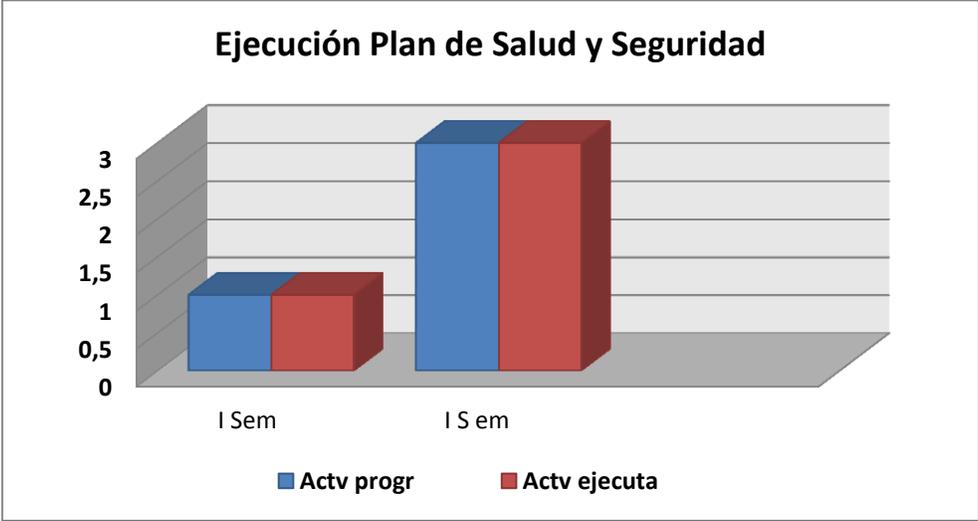
### 5.1.4 Plan institucional de capacitación



El Plan Institución del Capacitación de 2011, se ejecutó en un 100%, incluyendo la realización de actividades de fortalecimiento de competencias en normatividad del sistema de gestión de calidad, habilidades gerenciales, manejo de caja menor, nuevo estatuto anticorrupción y entrenamiento en idioma extranjero (ingles), entre otras.

Se llevaron a cabo 2 sesiones de Inducción para las personas que se vincularon en 2011 a la Comisión y 1 jornada de Reinducción para actualización en los procesos de nuestra organización a todos los servidores públicos de la Entidad.

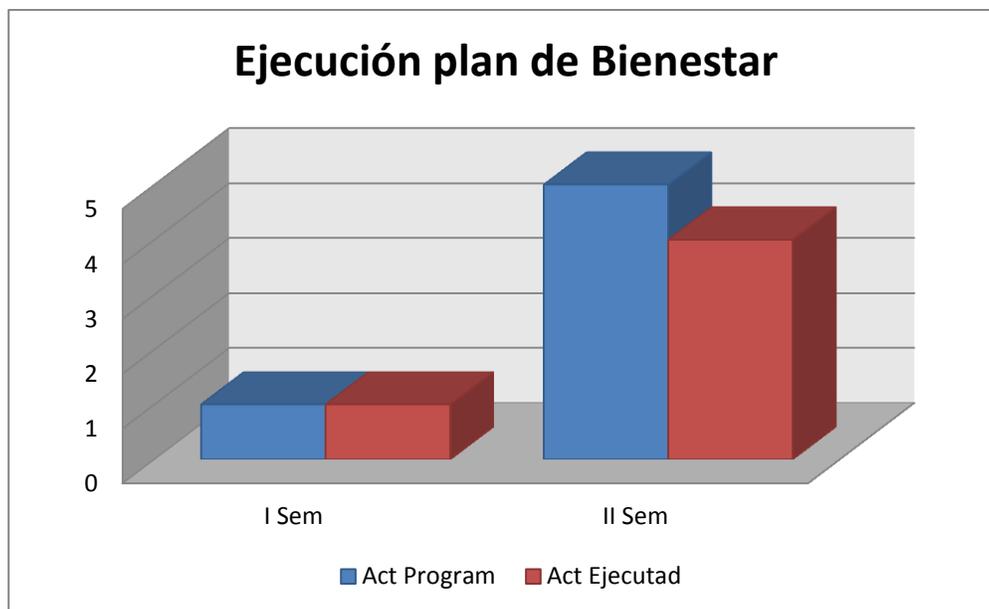
**5.1.5 Salud y Seguridad en el trabajo**



Las actividades de salud ocupacional programadas se ejecutaron en su totalidad.

Es así que se llevó a cabo la semana de la salud ocupacional y otras actividades como: i) valoración de osteoporosis, ii) vacunación, iii) exámenes de laboratorio, iv) consulta médica y de optometría, igualmente se ejecutó el programa de acondicionamiento físico y realización de actividades de capacitación en pausas activas con el fin de prevenir riesgos que pueden afectar la salud de nuestros funcionarios.

**5.1.6 Plan de Bienestar Social**



Durante 2011, se desarrollaron actividades de recreación que permitieron brindar a los funcionarios, espacios de integración y bienestar, entre las que se destacan:

- Caminata Ecológica
- Torneo de Bolos
- Vacaciones recreativas y campamento para hijos de los funcionarios
- Desayuno navideño
- Novena de aguinaldos con los hijos de nuestros funcionarios

El plan de bienestar social 2011 se ejecutó en un 80%, por lo cual estamos iniciando una acción de mejora para dar cumplimiento al programa de incentivos y reconocimiento.

#### **5.1.7 Nuevos Procedimientos**

En cuanto a la implementación del Sistema de Gestión de Calidad, efectuamos, entre otras, ajustes a los procedimientos de Capacitación del Talento Humano y Selección y Vinculación; se creó el procedimiento de Comisiones y Autorizaciones de Viaje; se ajustó el Manual Específico de Funciones y Competencias Laborales; se crearon formatos como: Lista de chequeo para selección y vinculación de personal, hoja de control de historias laborales y solicitud de capacitación individual, con el fin de facilitar la ejecución de nuestros procedimientos.

#### **5.2 Proceso de Gestión Documental**

Con el fin de mantener adecuadamente la información que se contempla en los archivos, la CREG mantuvo contratos de custodia, administración y control de la documentación dando así cumplimiento a la Ley general de Archivos y al reglamento general de archivos.

Así mismo se llevó a cabo la actualización de las Tablas de Retención Documental de la entidad de acuerdo con la Normatividad archivística vigente (mini manual 04 del AGN)

aprobadas por el Comité de Archivo según Acta 001 de 2011 para su aplicación a partir de la vigencia 2012.

De otra parte se crearon 280 expedientes virtuales y 362 físicos de cartera por empresas reguladas sector energía y gas con sus respectivas asignaciones y digitalización de documentos. Esta actividad nos permite mantener debidamente identificados los deudores, tanto física como contablemente.

### **5.3 Proceso de Bienes y Servicios**

Respecto a la contratación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, para la vigencia del 2011, se suscribieron 205 contratos por un valor total de 6.739 millones, comprometiendo en gastos de funcionamiento la suma de \$ 3.207 millones y en inversión un valor de \$ 3.532 millones. Respecto a los contratos de funcionamiento, estos obedecieron a la necesidad de contar con un servicio de recurso humano calificado a fin de dar cumplimiento a la agenda regulatoria, igualmente se realizaron contratos de compra de bienes indispensables para el funcionamiento de la entidad, como otras necesidades previstas en los gastos generales.

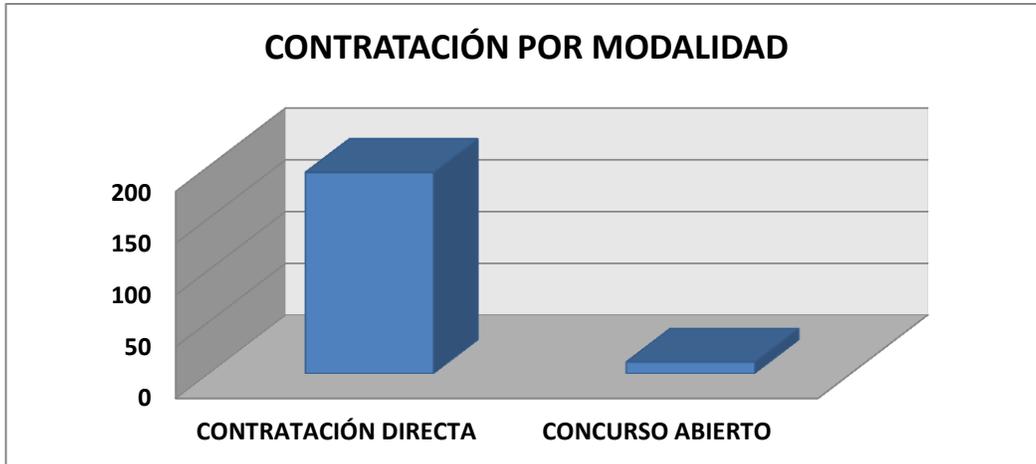
En relación a los contratos en inversión respondieron a la necesidad de consultorías, el fortalecimiento institucional, la adquisición de tecnología informática y estudios especializados para el desarrollo de esquemas regulatorios en las diferentes actividades.

De los contratos suscritos, dos (2) de ellos se calificaron como reservas presupuestales por un valor de veintiséis millones quinientos catorce mil ciento ochenta y siete pesos (\$ 26.514.187.00), en razón a la necesidad de mantener un servicio continuo en la entidad.

Teniendo en cuenta que la fiduciaria de Occidente, es la entidad que administra los recursos de la CREG, también de ese ente financiero se realizan contrataciones, pero solo aquellas que superan los 250 smmlv, es así que la Fiduciaria suscribió ocho (8) contratos por un valor 2.270 millones para la vigencia 2011, ejecutados satisfactoriamente.

De otra parte la CREG, cuenta con un manual de contratación el cual se evidencian dos (2) modalidades de contratación, directa y por concurso abierto. A continuación le presentamos en un grafico del su comportamiento.

### **CONTRATACIÓN SEGÚN MODALIDAD DE CONTRATACIÓN (en millones)**

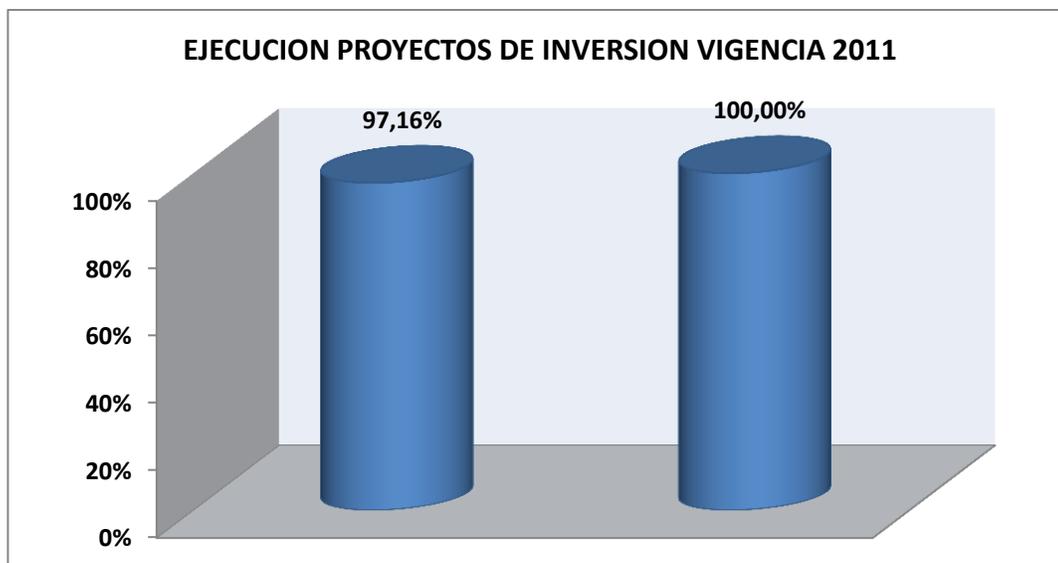


#### 5.4 PROCESO DE INFORMÁTICA Y TECNOLOGIA – “IT”

La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, durante la vigencia correspondiente al año 2011, en desarrollo de la gestión del proceso de Informática y Tecnología, adelantó proyectos para apoyar con herramientas tecnológicas la ejecución de las actividades de los procesos estratégicos, tácticos y operativos de la Entidad.

Enmarcados en los lineamientos de las mejores prácticas de Tecnología, la **Gestión Financiera** se soportó con dos Proyectos de Inversión por un valor total de \$ 1.142.000.000 y una ejecución del 98.26%, distribuidos tal como se muestra en el siguiente gráfico.

| PROYECTO   | % DE EJECUCION |
|--|----------------|
| Adquisición y generación de valor agregado a partir de la divulgación de la información de la CREG nacional  | 97.16%         |
| Adquisición mejoramiento y modernización de la plataforma computacional y sistemas de información de la CREG | 100%           |



En ejercicio de la **Estrategia de servicio**, se identificó y desarrolló el Proyecto estratégico CREG-Buscador cuyo objeto fue soportar la toma de decisiones regulatorias apoyando la búsqueda de información existente para de ésta forma conservar posiciones uniformes en cuanto a formulación de conceptos de regulación. Este proyecto se planteó en dos etapas siendo la primera de ellas la generación de un nuevo servicio tecnológico disponible al interior de la entidad, el cual amplía su horizonte de ejecución cuando se permita su acceso a todos aquellos usuarios del Portal de la Entidad en la segunda etapa.

Como soporte al proceso de toma de decisiones se realizó adquisición de la herramienta IntelliPrint para la generación de Reportes y DashBoards permitiendo el análisis de datos sobre Lotus Notes y aplicaciones Domino e incrementando el retorno de la inversión sobre la Plataforma Lotus ya que permitió de manera ágil la transformación de datos en información gráfica.

Dando alcance a los objetivos presentados en el Plan Estratégico de Tecnología, se ejecutaron proyectos que apoyaron la sostenibilidad de la plataforma en cuanto a operación, mantenimiento e inversión en tecnologías que agregaron valor a la Entidad y apalancaron el cumplimiento de sus objetivos. Adicionalmente el proceso de Planeación de IT se mantuvo alineado con las disposiciones impartidas por Gobierno en Línea y Transparencia por Colombia.

En la **Gestión de Seguridad** se adelantaron Planes de remediación para las vulnerabilidades detectadas, citándose como ejemplo el afinamiento e instalación de parches requerido por la Base de Datos Oracle y el afinamiento realizado a los servidores de la Plataforma Lotus.

La **Operación del Servicio** reflejó en la mejora de la infraestructura de base tecnológica importantes esfuerzos para mantener funcionales los Sistemas de Información adelantando mantenimientos evolutivos que garantizaron la disponibilidad de los servicios. Oráculo, Sistema de Control Documental y WorkFlow, identificado como servicio crítico, de uso transversal en la Entidad fue adecuado para el manejo de la nueva tabla de retención documental. Adicionalmente en cuanto a software especializado se realizó renovación del licenciamiento de IBM ILOG OPL-CPLEX como solución para modelos de planificación basados en restricciones, programación con restricciones y programación matemática y ARC VIEW GIS como solución GIS. De igual forma se actualizaron los

licenciamientos correspondientes a Bases de datos, solución Antivirus, Anti Spam y herramientas de seguridad.

La **Gestión de Operaciones** tomó acción directa sobre herramientas como Tivoli Storage Manager para garantizar que su alcance llegara a todos los servidores y las estaciones clientes, requiriéndose para esto adquisición de productos especializados en el respaldo específico de las Bases de Datos. Adicionalmente la herramienta de Aranda Network Monitor potencializó su labor de observación sobre la infraestructura.

Para ofrecer mayor capacidad de Almacenamiento se llevó a cabo el proyecto de ampliación de la SAN de la Entidad, solucionando así los problemas de espacio que presentaban algunos servidores, mejorando el performance de procesos asociados a herramientas como Oracle Business Intelligence y ofreciendo disponibilidad de almacenamiento para aquellos crecimientos proyectados requeridos por la Entidad.

Servicios Críticos como el Portal de la Entidad fueron sujetos de modificaciones dinámicas que garantizaron disponibilidad de información al ciudadano y a las empresas reguladas, todo esto bajo los lineamientos de GEL.

La **Gestión de Incidentes** fue orientada en la Entidad a madurar los procesos de Gestión de Servicios, por tanto el rendimiento se midió sobre la disponibilidad de plataforma.

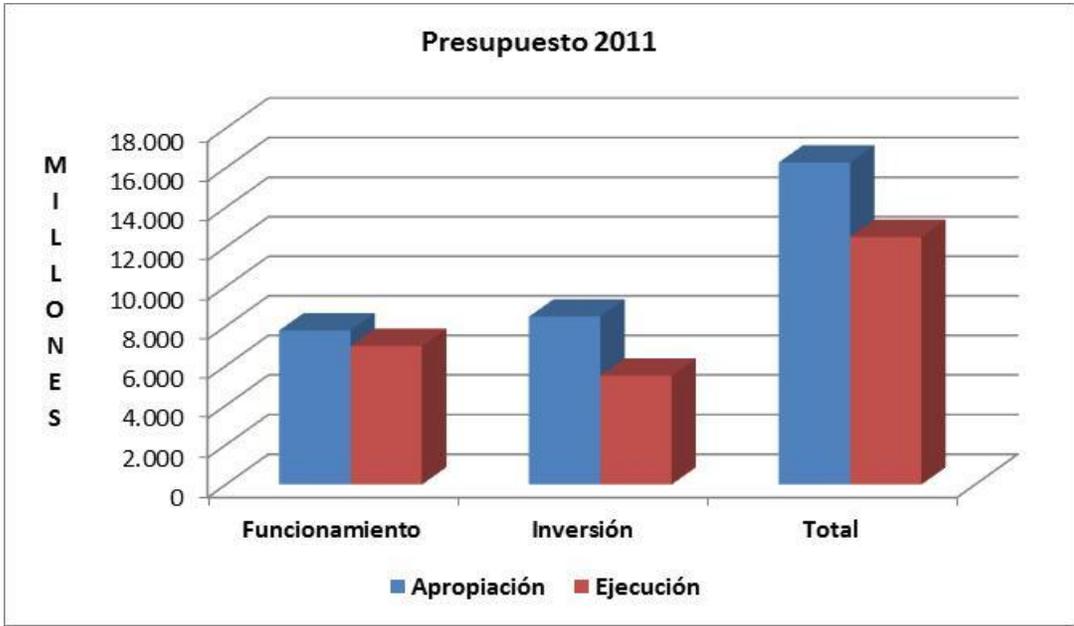
La arquitectura tecnológica se mantuvo fundamentada en el Principio de Integración de todos los componentes y el Principio de simplificación que facilite su administración y acentúe la normalización de procesos para de esta forma flexibilizar y agilizar los procesos de transición tecnológica.

## **5.5 PROCESO DE GESTION FINANCIERA**

### **5.5.1 PRESUPUESTO**

Para la vigencia de 2011 se aprobó el presupuesto de funcionamiento e inversión para CREG, de acuerdo a lo contemplado en la Ley 1420 de diciembre 13 de 2010 “Por la cual se decreta el presupuesto de renta y recursos de capital y ley de apropiaciones para la vigencia fiscal del 1º de enero al 31 de diciembre de 2011” y el Decreto 4803 de diciembre 29 de 2010 “Por la cual se liquida el Presupuesto General de la Nación para la vigencia fiscal de 2011, se detallan las apropiaciones y se clasifican y definen los gastos”.

A continuación se refleja en la siguiente grafica el comportamiento de la ejecución presupuestal para la vigencia 2011.



## 5.5.2 ESTADOS FINANCIEROS

A continuación se presentan el balance a Diciembre 31 de 2012 y los estados de la actividad financiera y su comparativo con el año 2010.



ANEXO No.4  
BALANCE GENERAL  
COMPARATIVO DICIEMBRE 31 DE 2011 Y 2010  
(Cifras en miles de pesos)

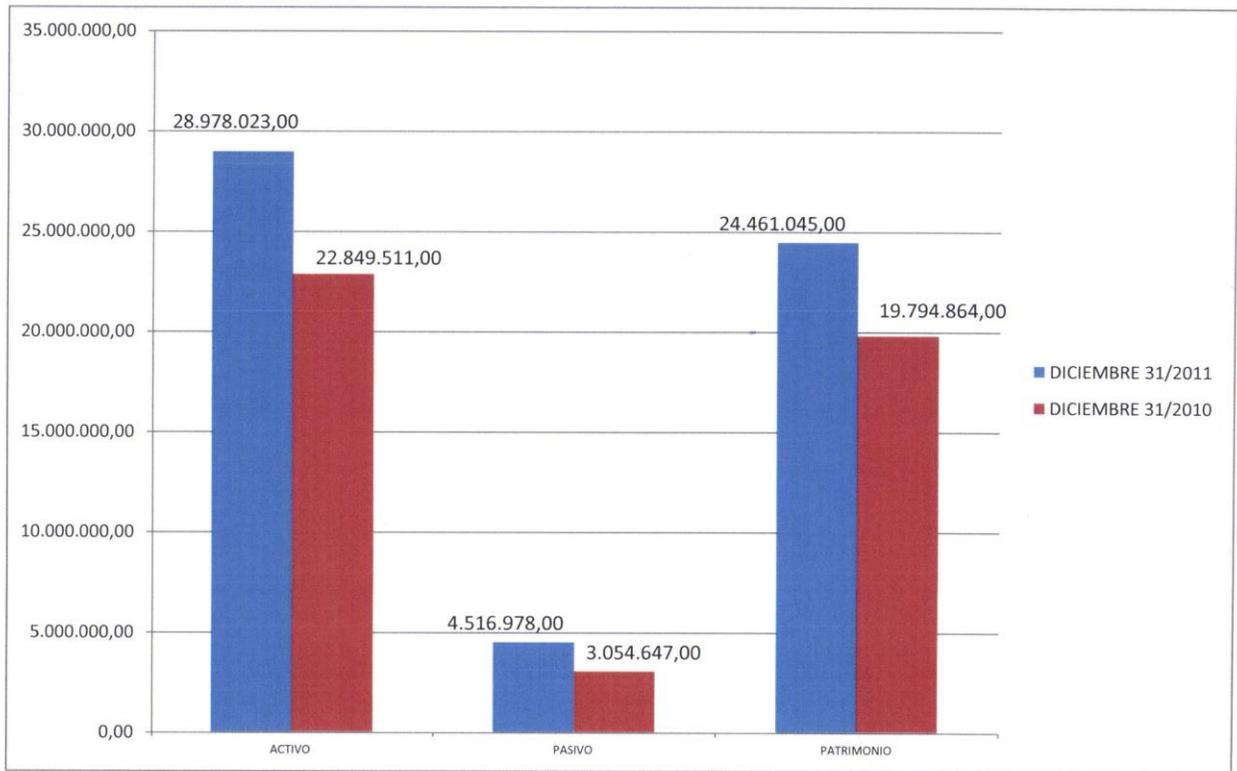
| Código | ACTIVO                                     | Periodo Actual    | Periodo Anterior  | Variación | Código | PASIVO  | Periodo Actual    | Periodo Anterior  | Variación |
|--------|--|-------------------|-------------------|-----------|--------|---|-------------------|-------------------|-----------|
|        | <b>CORRIENTE</b>                           | <b>17.597.355</b> | <b>13.894.860</b> | 26,6%     |        | <b>CORRIENTE</b>  | <b>4.516.978</b>  | <b>3.054.647</b>  | 47,9%     |
| 11     | Efectivo                                   | 0                 | 0                 | 0,0%      | 24     | Cuentas por pagar   | 4.439.512         | 2.509.012         | 76,9%     |
| 1105   | Caja                                       | 0                 | 0                 | 0,0%      | 2401   | Adquisición Bienes y Servicios                            | 949.825           | 247.830           | 283,3%    |
| 1110   | Bancos y corporaciones                     | 0                 | 0                 | 0,0%      | 2425   | Acreedores  | 2.261.174         | 1.561.947         | 44,8%     |
| 12     | Inversiones e Instrumentos Derivados       | 0                 | 0                 | 0,0%      | 2436   | Retenciones x Pagar                                       | 379.359           | 359.238           | 5,6%      |
| 1203   | Títulos de Tesorería                       | 0                 | 0                 | 0,0%      | 2450   | Avances y Anticipos Recibidos                             | 849.154           | 339.997           | 149,8%    |
| 14     | Deudores                                   | 17.546.186        | 13.831.985        | 26,9%     | 25     | Obligaciones laborales                                    | 0                 | 259.513           | -100,0%   |
| 1401   | Ingresos no Tributarios                    | 3.008.202         | 1.833.724         | 64,0%     | 2505   | Salarios y prestaciones sociales                          | 0                 | 259.513           | -100,0%   |
| 1424   | Avances y Anticipos Entregados             | 14.537.984        | 11.998.261        | 21,2%     |        |   |                   |                   |           |
| 1475   | Deudas de Difícil Cobro                    | 0                 | 0                 | 0,0%      | 27     | Pasivos Estimados   | 77.466            | 0                 | 100,0%    |
| 19     | Otros activos                              | 51.169            | 62.875            | -18,6%    | 2710   | Litigios  | 0                 | 0                 | 0,0%      |
| 1905   | Gastos pagados por anticipado              | 51.169            | 62.875            | -18,6%    | 2715   | Provisión xa Prestaciones Sociales                        | 77.466            | 0                 | 100,0%    |
|        | <b>NO CORRIENTE</b>                        | <b>11.380.668</b> | <b>8.954.651</b>  | 27,1%     | 29     | Otros Pasivos   | 0                 | 286.122           | -100,0%   |
| 16     | Propiedades, planta y equipo               | 8.816.520         | 8.758.273         | 0,7%      | 2905   | Recuados a Favor de Terceros                              | 0                 | 286.122           | -100,0%   |
| 1635   | Bienes muebles en bodega                   | 117.420           | 117.420           | 0,0%      |        | <b>TOTAL PASIVO</b>                                       | <b>4.516.978</b>  | <b>3.054.647</b>  | 47,9%     |
| 1640   | Edificaciones                              | 8.076.056         | 8.076.056         | 0,0%      |        | <b>PATRIMONIO</b>   | <b>24.461.045</b> | <b>19.794.864</b> | 23,6%     |
| 1665   | Muebles, enseres y equipos de oficina      | 710.457           | 710.237           | 0,0%      | 31     | Hacienda Pública  | 24.461.045        | 19.794.864        | 23,6%     |
| 1670   | Equipos de comunicación y computación      | 1.988.117         | 1.481.279         | 34,2%     | 3105   | Capital fiscal  | 20.126.142        | 16.892.509        | 19,1%     |
| 1675   | Equipo de transporte, tracción y elevac.   | 185.677           | 185.677           | 0,0%      |        | Resultados del ejercicio                                  | 3.298.160         | 3.233.633         | 2,0%      |
| 1680   | Equipo de comedor, cocina, desp. y hotele. | 20.215            | 19.375            | 4,3%      | 3115   | Superávit por Valorizaciones                              | 1.935.475         | 83.983            | 2204,6%   |
| 1685   | Depreciación acumulada                     | -2.281.422        | -1.831.771        | 24,5%     | 3120   | Superávit por donación                                    | 1.772.556         | 1.772.556         | 0,0%      |
| 19     | Otros activos                              | 2.564.148         | 196.378           | 1205,7%   | 3128   | Provisiones, Agotamiento, Depreciaciones y Amortizaciones | -2.671.288        | -2.187.817        | 22,1%     |
| 1910   | Cargos diferidos                           | 61.302            | 63.360            | -3,2%     |        | <b>TOTAL PATRIMONIO</b>                                   | <b>24.461.045</b> | <b>19.794.864</b> | 23,6%     |
| 1970   | Intangibles                                | 662.950           | 110.794           | 498,4%    |        | <b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>                          | <b>28.978.023</b> | <b>22.849.511</b> | 26,8%     |
| 1975   | Amortización acumulada de intangibles      | -95.579           | -61.759           | 54,8%     |        | <b>CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS</b>                        | <b>0</b>          | <b>0</b>          |           |
| 1999   | Valorizaciones                             | 1.935.475         | 83.983            | 2204,6%   | 81     | Derechos contingentes                                     | 2.439.078         | 2.439.078         | 0,0%      |
|        | <b>TOTAL ACTIVO</b>                        | <b>28.978.023</b> | <b>22.849.511</b> | 26,8%     | 83     | Deudoras de control                                       | 0                 | 0                 | 0,0%      |
|        | <b>CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS</b>           | <b>0</b>          | <b>0</b>          |           | 89     | Deudoras por contra (cr)                                  | -2.439.078        | -2.439.078        | 0,0%      |
| 81     | Derechos contingentes                      | 2.439.078         | 2.439.078         | 0,0%      | 91     | Responsabilidades contingentes                            | 0                 | 1.459.438         | -100,0%   |
| 83     | Deudoras de control                        | 0                 | 0                 | 0,0%      | 93     | Acreedoras de control                                     | 28.816            | 28.816            | 0,0%      |
| 89     | Deudoras por contra (cr)                   | -2.439.078        | -2.439.078        | 0,0%      | 99     | Acreedoras por contra (db)                                | -28.816           | -1.488.254        | -98,1%    |

  
CÁRLOS FERNANDO ERASO CALERO  
Representante Legal (E)

  
HELMUT HERNANDEZ GOMEZ  
Contador Público  
TP - 84.635 - T



COMPARATIVO BALANCE  
DICIEMBRE 31 DE 2011 Vs. 2010



Anexo No. 6  
ESTADO DE ACTIVIDAD FINANCIERA, ECONÓMICA Y SOCIAL  
DEL 01 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011  
(Cifras en miles de pesos)

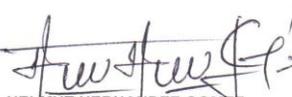
| Código | Concepto                                | \$                |                          |
|--------|---|-------------------|--------------------------|
|        | <b>INGRESOS</b>                         |                   | <u><u>16.460.582</u></u> |
|        | <b>INGRESOS OPERACIONALES</b>           | <u>15.512.584</u> |                          |
| 41     | <b>Ingresos Fiscales</b>                | <u>15.512.584</u> |                          |
| 4110   | No tributarios                          | 15.512.584        |                          |
| 4195   | Devoluciones, descuentos, amnistías     | 0                 |                          |
| 47     | <b>Operaciones Interinstitucionales</b> | <u>0</u>          |                          |
| 4705   | Aportes y traspaso de fondos recibidos  | 0                 |                          |
| 4720   | Operaciones de enlace                   | 0                 |                          |
| 4722   | Operac.Enlace sin Situac.Fondos         | 0                 |                          |
|        | <b>GASTOS</b>                           |                   | <u><u>13.162.422</u></u> |
|        | <b>GASTOS OPERACIONALES</b>             | <u>13.047.902</u> |                          |
| 51     | <b>De administración</b>                | <u>13.047.902</u> |                          |
| 5101   | Sueldos y Salarios                      | 3.282.864         |                          |
| 5102   | Contribuciones Imputadas                | 25.419            |                          |
| 5103   | Contribuciones Efectivas                | 466.986           |                          |
| 5104   | Aportes sobre Nomina                    | 101.772           |                          |
| 5111   | Generales                               | 9.054.521         |                          |
| 5120   | Imptos contribuciones y tasas           | 116.340           |                          |
| 52     | <b>Operativos</b>                       | <u>0</u>          |                          |
| 5202   | Sueldos y Salarios                      | 0                 |                          |
| 5202   | Contribuciones Imputadas                | 0                 |                          |
| 5203   | Contribuciones Efectivas                | 0                 |                          |
| 5204   | Aportes sobre Nomina                    | 0                 |                          |
| 5211   | Generales                               | 0                 |                          |
| 5220   | Imptos contribuciones y tasas           | 0                 |                          |
| 54     | <b>Transferencias</b>                   | <u>0</u>          |                          |
| 5423   | Otras Transferencias                    | 0                 |                          |
|        | <b>EXCEDENTE (DÉFICIT) OPERACIONAL</b>  | <u>2.464.682</u>  |                          |




Anexo No. 6  
ESTADO DE ACTIVIDAD FINANCIERA, ECONÓMICA Y SOCIAL  
DEL 01 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011  
(Cifras en miles de pesos)

|  |   |                  |                  |
|--|---|------------------|------------------|
|  |   | <b>947.998</b>   |                  |
| 48                                       | <b>OTROS INGRESOS</b>                   |                  |                  |
| 4805                                     | Financieros                             | 927.853          |                  |
| 4808                                     | Otros Ingresos Ordinarios               | 247              |                  |
| 4810                                     | Extraordinarios                         | 0                |                  |
| 4815                                     | Ajuste de ejercicios anteriores         | 19.898           |                  |
|  |   | 0                |                  |
| 57                                       | <b>OPERACIONES INTERINSTITUCIONALES</b> |                  |                  |
| 5720                                     | Operaciones de enlace                   | 0                |                  |
|  |   | 114.520          |                  |
| 58                                       | <b>OTROS GASTOS</b>                     |                  |                  |
| 5802                                     | Comisiones                              | 114.520          |                  |
| 5805                                     | Financieros                             | 0                |                  |
| 5808                                     | Otros Gastos Ordinarios                 | 0                |                  |
| 5815                                     | Ajuste Ejercicios Anteriores            | 0                |                  |
| <b>EXCEDENTE (DÉFICIT) DEL EJERCICIO</b> |   | <b>3.298.160</b> | <b>3.298.160</b> |

  
CARLOS FERNANDO ERASO CALERO  
Representante Legal (E)

  
HELMUT HERNANDEZ GOMEZ  
Contador Público  
TP - 84.635 - T

Anexo No. 8  
ESTADO DE ACTIVIDAD FINANCIERA, ECONÓMICA, SOCIAL Y AMBIENTAL  
COMPARATIVO DICIEMBRE 31 DE 2011 Y 2010  
(Cifras en miles de pesos)

| Código                                 | Concepto                                | Período<br>Actual<br>\$ | Período<br>Anterior<br>\$ | Variación |
|--|---|-------------------------|---------------------------|-----------|
| <b>INGRESOS OPERACIONALES</b>          |   | <b>15.512.584</b>       | <b>12.254.860</b>         | 27%       |
| 41                                     | <b>Ingresos Fiscales</b>                | <b>15.512.584</b>       | <b>12.254.860</b>         | 27%       |
| 4110                                   | No tributarios                          | 15.512.584              | 12.285.351                | 26%       |
| 4195                                   | Devoluciones, descuentos, amnistías     | 0                       | -30.491                   | -100%     |
| 47                                     | <b>Operaciones Interinstitucionales</b> | <b>0</b>                | <b>0</b>                  | 0%        |
| 4705                                   | Aportes y traspaso de fondos recibidos  | 0                       | 0                         | 0%        |
| 4720                                   | Operaciones de enlace                   | 0                       | 0                         | 0%        |
| 4722                                   | Operac.Enlace sin Situac.Fondos         | 0                       | 0                         | 0%        |
| <b>GASTOS OPERACIONALES</b>            |   | <b>13.047.902</b>       | <b>9.554.321</b>          | 37%       |
| 51                                     | <b>De administración</b>                | <b>13.047.902</b>       | <b>5.715.086</b>          | 128%      |
| 5101                                   | Sueldos y Salarios                      | 3.282.864               | 3.706.968                 | -11%      |
| 5102                                   | Contribuciones Imputadas                | 25.419                  | 13.244                    | 92%       |
| 5103                                   | Contribuciones Efectivas                | 466.986                 | 447.432                   | 4%        |
| 5104                                   | Aportes sobre Nomina                    | 101.772                 | 102.778                   | -1%       |
| 5111                                   | Generales                               | 9.054.521               | 1.319.146                 | 586%      |
| 5120                                   | Imptos contribuciones y tasas           | 116.340                 | 125.518                   | -7%       |
| 52                                     | <b>De Operación</b>                     | <b>0</b>                | <b>3.839.235</b>          | -100%     |
| 5202                                   | Sueldos y Salarios                      | 0                       | 1.234.259                 | -100%     |
| 5211                                   | Generales                               | 0                       | 2.604.976                 | -100%     |
| 54                                     | <b>Transferencias</b>                   | <b>0</b>                | <b>0</b>                  | 0%        |
| 5423                                   | Otras Transferencias                    | 0                       | 0                         | 0%        |
| <b>EXCEDENTE (DÉFICIT) OPERACIONAL</b> |   | <b>2.464.682</b>        | <b>2.700.539</b>          | -9%       |

*CPE*

*[Firma]*

Anexo No. 8  
ESTADO DE ACTIVIDAD FINANCIERA, ECONÓMICA, SOCIAL Y AMBIENTAL  
COMPARATIVO DICIEMBRE 31 DE 2011 Y 2010  
(Cifras en miles de pesos)

|      |  |                  |                  |       |
|------|--|------------------|------------------|-------|
| 48   | <b>OTROS INGRESOS</b>                    | <u>947.998</u>   | <u>810.104</u>   | 17%   |
| 4805 | Financieros                              | 927.853          | 791.936          | 17%   |
| 4808 | Otros Ingresos Ordinarios                | 247              | 88               | 181%  |
| 4810 | Extraordinarios                          | 0                | 15.569           | -100% |
| 4815 | Ajuste de ejercicios anteriores          | 19.898           | 2.511            | 692%  |
| 57   | <b>Operaciones Interinstitucionales</b>  | <u>0</u>         | <u>0</u>         | 0%    |
| 5720 | Operaciones de enlace                    | 0                | 0                | 0%    |
| 58   | <b>OTROS GASTOS</b>                      | <u>114.520</u>   | <u>277.010</u>   | -59%  |
| 5802 | Comisiones                               | 114.520          | 244.835          | -53%  |
| 5805 | Financieros                              | 0                | 0                | 0%    |
| 5808 | Otros Gastos Ordinarios                  | 0                | 0                | 0%    |
| 5810 | Extraordinarios                          | 0                | 0                | 0%    |
| 5815 | Ajuste de Ejercicios Anteriores          | 0                | 32.175           | -100% |
|      | <b>EXCEDENTE (DÉFICIT) DEL EJERCICIO</b> | <u>3.298.160</u> | <u>3.233.633</u> | 2%    |

  
CARLOS FERNANDO ERASO CALERO  
Representante Legal ( E )

  
HELMUT HERNANDEZ GOMEZ  
Contador Público  
TP - 84.635 - T