



CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL

Plan de Trabajo del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural para el año 2011.

Este documento presenta el Plan de Trabajo del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural para el año 2011, cuyo orden de ejecución y mecanismos de ejecución serán definidos por el Consejo y las autoridades del sector.

DOCUMENTO No.: CNOGAS-01-11, versión 2

CIRCULACIÓN: Consejo Nacional de Operación de Gas Natural CNO gas

CIUDAD Y FECHA: Bogotá D.C., enero 27 de 2011

CONTENIDO

1. INTRODUCCION	3
2. PRIORIZACION DE TOPICOS DE TRABAJO DEL CONSEJO	3
2.1 Temas con propuestas presentadas a la CREG	4
3. DESCRIPCIÓN DE LOS TÓPICOS DE TRABAJO PROPUESTOS	4
3.1 Coordinación y reporte de mantenimientos.....	4
3.2 Definición de sistemas de medición con Telemetría.....	4
3.3 Comunicación de alertas al Gobierno Nacional y al público en general.....	5
3.4 Comunicaciones operativas entre agentes	5
3.5 Coordinación Gas-Electricidad.....	6
3.6 Balances y asignaciones de gas en redes de transporte y distribución.....	7
3.7 Procedimiento para asignación de gas conforme al Decreto 880 de 2007	8
3.8 Formalización Comité Coordinador Gas-Electricidad	8
3.9 Asignación de pérdidas de gas natural en eventos de fuerza mayor	8
3.10 Intercambiabilidad de gases (Número de Wobbe)	9
3.11 Ajustes a la Resolución CREG 131 de 2009	9
3.12 Definición de actividades de mercado	9
3.13 Matrices de compensación.....	9
3.14 Pago de pérdidas de gas natural	10
3.15 Protocolos Resolución CREG 131-09	10
3.16 Tránsito al Sistema Internacional de Unidades	10
3.17 Definición parámetros operativos	11
3.18 Medición volumétrica de gas en puntos de mezcla de gases.....	11
3.19 Sistemas alternos de medición	11
3.20 Requisitos técnicos y operativos de gasoducto virtual	11
3.21 Coordinación de Nominaciones de gas y despachos internacionales de electricidad.	12
ANEXO 1, PROPUESTAS PRESENTADAS A LA CREG	13

1. INTRODUCCION

Este documento presenta los tópicos de trabajo que han sido identificados por el CNOGas para conformar su Plan de Trabajo para el año 2011. Los temas incluidos proceden principalmente de los requerimientos de la industria, el ente regulatorio y de terceros.

El documento incluye una priorización de temas de acuerdo con su impacto y grado de desarrollo, así como definición de cada tópico y los productos a obtener. En algunos casos existen propuestas concretas que han sido formuladas a autoridades como la CREG y el Ministerio de Minas y Energía.

Este documento servirá de base para desarrollar protocolos y acuerdos operativos de conformidad con las nuevas funciones asignadas al Consejo Nacional de Operación de Gas Natural o para someter temas desarrollados a consideración de la CREG y el Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con las funciones consultivas del Consejo.

2. PRIORIZACION DE TOPICOS DE TRABAJO DEL CONSEJO

El Consejo Nacional de Operación, en su reunión del 27 de enero de 2011, estableció la siguiente prioridad para el desarrollo de temas por parte del Consejo de acuerdo con el impacto en las labores del sector y su tiempo de ejecución:

Tabla 1, Lista de tópicos en la Agenda de trabajo del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

ITEM	DESCRIPCIÓN
1	Coordinación y reporte de mantenimientos
2	Definición de sistemas de medición con Telemetría
3	Comunicación de alertas al Gobierno Nacional y al público en general
4	Comunicaciones operativas entre agentes
5	Coordinación Gas-Electricidad
6	Balances y asignaciones de gas en redes de transporte y distribución.
7	Procedimiento para asignación de gas conforme al Decreto 880 de 2007
8	Formalización Comité Coordinador Gas-Electricidad
9	Asignación de pérdidas de gas natural en eventos de fuerza mayor
10	Intercambiabilidad de gases (Número de Wobbe)
11	Ajustes a la Resolución CREG 131 de 2009
12	Definición de actividades de mercado
13	Matrices de compensación
14	Pago de pérdidas de gas natural
15	Protocolos Resolución CREG 131-09
16	Tránsito al Sistema Internacional de Unidades
17	Definición parámetros operativos
18	Medición volumétrica de gas en puntos de mezcla de gases
19	Sistemas alternos de medición
20	Requisitos técnicos y operativos de gasoducto virtual
21	Coordinación de Nominaciones de gas y despachos internacionales de electricidad.

2.1 Temas con propuestas presentadas a la CREG

Dentro de los temas pendientes por resolver con el regulador y que cuentan con propuestas concretas se encuentran los siguientes:

- Matriz de compensaciones. Presiones mínimas y factores AOM (Abril 2009)
- Asignación de las pérdidas de gas natural en caso fortuito (Abril 2009)
- Consultas y recomendaciones sobre coordinación gas-electricidad (Abril 2009)
- Procedimiento de pago, en especie, de las pérdidas de gas natural (Abril 2009)
- Solicitud formalización Comité Coordinador Gas-Electricidad (Abril 2009)
- Protocolo para verificar calidad de gas a inyectar en el SNT (Octubre 2009)
- Flujo de información operativa (junio de 2008)

3. DESCRIPCIÓN DE LOS TÓPICOS DE TRABAJO PROPUESTOS

A continuación se presenta una descripción y estado actual de los tópicos priorizados por el Consejo para ser incluidos dentro del Plan de Trabajo del presente año:

3.1 Coordinación y reporte de mantenimientos

Una de las principales labores que adelanta el CNOGas a través del Comité de Coordinación Gas Electricidad es la coordinación de mantenimientos, conexiones e intervenciones para expansión de la infraestructura de Producción y Transporte de gas y la coordinación de estos procesos con los correspondientes a Generación y Transmisión del sector eléctrico. Aunque estas tareas se han desarrollado regularmente por más de tres años, existen elementos que pueden mejorar la labor desarrollada en aspectos como:

- Formatos y fechas para el reporte
- Eventos a reportar
- Contenido del reporte
- Plazos para reportar novedades en los eventos reportados
- Horizonte del reporte
- Consecuencias de las desviaciones de los reportes

Es deseable entonces establecer los protocolos, acuerdos o recomendaciones regulatorias para que la labor de coordinación tenga mayor utilidad, propiciando la oportuna interacción con el sector eléctrico para lograr mayor eficacia en las labores de coordinación.

3.2 Definición de sistemas de medición con Telemetría.

Esta actividad tiene por objeto unificar protocolos de comunicación de los sistemas de Telemetría instalados en los Puntos de Salida de usuarios no regulados conectados a redes de Transporte y de Distribución buscando su implantación para todos los Usuarios No Regulados conectados a estas redes, con el objeto de disponer de información en tiempo real que permita realizar balances diarios de gas, simulaciones operativas en la red y maniobra remota de la conexión/desconexión de usuarios.

Es importante precisar que para lograr los objetivos propuestos aunque ya existe la exigencia de instalar un computador de flujo para los usuarios de más de 100.000 pcd conectados a redes de transporte y distribución, se buscaría además establecer el requisito de disponer de terminales remotas para conectar los respectivos usuarios a un sistema Scada.

En tal sentido, el Comité Técnico del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural reunido el 7 de diciembre en la ciudad de Bogotá ha considerado conveniente adelantar un diagnóstico sobre el estado de desarrollo de la Telemedición, los costos asociados, las prácticas adoptadas y los inconvenientes que se enfrentan.

Una vez concluido el diagnóstico se formulará la estrategia para lograr los objetivos planteados.

3.3 Comunicación de alertas al Gobierno Nacional¹ y al público en general.

El objetivo de esta actividad es el reporte oportuno de anomalías en suministro o transporte al Gobierno Nacional y desarrollar los protocolos de divulgación pública. Para su ejecución es necesario un análisis Integral del Sistema así como de los programas autorizados de Suministro y Transporte.

La actividad planteada busca desarrollar los protocolos para desarrollar esta actividad, en forma tal que aseguren precisión en el contenido divulgado, participación representativa en la elaboración de las comunicaciones correspondientes y oportunidad en la producción de las mismas.

Adicional a lo anterior, la operación de la cadena del servicio público domiciliario de gas natural supone la intervención de un gran número de agentes desde la producción hasta la distribución en puerta de usuario. Lo anterior hace complejo el manejo de las situaciones de emergencia o de racionamiento programado por la confluencia de varias empresas en la prestación del servicio. Con base en lo anterior se propone desarrollar protocolos de comunicación que aseguren:

- Responder en forma coordinada y oportuna a las necesidades de información de la comunidad y los medios de comunicación.
- Minimizar los impactos negativos sobre la imagen del sector a través de un manejo estratégico de la información pública ante eventos que afecten la cadena de abastecimiento de gas.
- Desarrollar instrumentos para que cada compañía adapte según sus particularidades los protocolos correspondientes.

3.4 Comunicaciones operativas entre agentes

Las comunicaciones operativas entre agentes hacen referencia a todas aquellas comunicaciones relacionadas con instrucciones, informaciones, eventos, maniobras y en general, toda la coordinación de la operación de activos de Producción, Almacenamiento, importación o Transporte de gas natural.

El objetivo de esta actividad es cumplir con los procedimientos necesarios para asegurar una información rápida, concreta y oportuna. Para lograr este objetivo se desarrollarán los protocolos que aseguren el cumplimiento del objetivo planteado para los agentes involucrados en comunicaciones operativas.

¹ Documento CNOGas-03-10, "Acciones para la coordinación Producción – Transporte de Gas Natural".

3.5 Coordinación Gas-Electricidad

Existen varios tópicos de análisis conjunto respecto a la coordinación gas electricidad, los numerales 3.5.1, 3.5.2, 3.5.3 y 3.5.4 fueron planteados a la CREG mediante varias comunicaciones enviadas por el CNOGas a la CREG.

3.5.1 Coordinación de mantenimientos entre el sector gas y el sector eléctrico

Incluye la coordinación de mantenimientos, conexiones e intervenciones para expansión de la infraestructura entre las actividades de Producción y Transporte de gas, y entre éstas y la infraestructura de Generación y Transmisión del sector eléctrico.

Se buscará en esta actividad nivelar las prácticas de reporte, programación y ejecución de mantenimientos del sector con las prácticas del sector eléctrico.

3.5.2 Redespachos asociados a la entrada de las líneas de interconexión eléctrica.

En la reunión de coordinación gas-electricidad, realizada en Medellín el 24 de septiembre de 2004, Promigás comentó que la salida de las líneas de interconexión eléctrica entre la Costa Caribe y el Interior del país es un hecho irresistible por parte de los agentes de ambos sectores. En reunión del Comité Gas Electricidad del 4 de Noviembre de 2010 Gecelca planteó las mismas inquietudes presentadas por PROMIGAS en el año 2004.

Además, indicó Promigás que los *redespachos* del sector eléctrico no tienen en cuenta la situación de la operación de transporte de gas. El Comité de Coordinación Gas- Electricidad estuvo de acuerdo con las inquietudes de Promigás y en este sentido fue informado el Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico.

Con base en lo anterior, se recomendó a la CREG que estipule, por reglamentación, que los *redespachos* asociados a la entrada de líneas de interconexión eléctrica se hagan en forma paulatina, de tal forma que no causen inestabilidad a los Sistemas de Transporte de gas natural.

3.5.3 Propuesta de intercambio de información del Sector Eléctrico y del Sector Gas

Mediante comunicación del 14 de 2005, el Consejo presentó a la CREG una propuesta de la información operativa que se compartirá entre el CND, los productores de gas y los transportadores de gas, la cual se llevaría a la CREG para su consideración.

a. Entrega de información del CND al sector gas

Las empresas Transportadoras y Productoras de Gas tendrán acceso a la siguiente información:

- Despacho Coordinado: se dispone del programa de generación para cada uno de los recursos del SIN para cada hora del día siguiente, para atender la demanda doméstica y las transferencias hacia Ecuador y además se incluye el despacho de las plantas que salieron elegidas para pruebas de disponibilidad, acorde con la Res CREG 004 de 2004. Se publica a la hora establecida en la Resolución CREG 004 de 2003 y Res CREG 014 de 2004.

- Informe de las restricciones del Despacho Coordinado del día siguiente: Contiene un informe de las restricciones y aspectos importantes para el despacho del día siguiente.
- Programa de mantenimiento semanal de transmisión y generación y restricciones eléctricas asociadas. Se publica cada jueves a las 16:00 horas de la semana anterior a la vigencia de los mantenimientos.
- Informe de la situación topológica de la Red de Transmisión Nacional el cual se publica diariamente.
- Informe de la planta seleccionada para efectuar pruebas en virtud de lo establecido en la Resolución CREG 004 de 2004.

b. Entrega de información del sector gas a los agentes del Sector Eléctrico.

Los Productores y transportadores de gas pondrán a disposición de los agentes del sector eléctrico la siguiente información:

- Capacidad de transporte por tramo de gasoducto.
- Plan de mantenimientos de equipos de producción y transporte de gas para un horizonte de un año.
- Capacidades de sustitución de gas por otros combustibles en las refinerías indicando como se afecta esta capacidad de sustitución con el mantenimiento de equipos de producción y transporte.
- Modificaciones a la topología de los gasoductos.
- Planes de expansión de producción y transporte de gas.
- Demanda real diaria de gas para los sectores diferentes al térmico.
- Información diaria de eventos en el sistema de producción y transporte de gas

3.5.4 Identificación de mecanismos para atender diferencias en tiempos de redespachos y renominaciones.

Esta actividad incluiría la identificación de mecanismos para atender los requerimientos súbitos de variaciones de demanda de gas para plantas termoeléctricas. Adicionalmente se revisarían los tiempos establecidos por vía regulatoria para atender redespachos.

El objetivo en estos tópicos es validar las propuestas presentadas y establecer el mecanismo para su ejecución.

3.6 Balances y asignaciones de gas en redes de transporte y distribución.

Dado que actualmente existen agentes comercializadores en las redes de distribución y de transporte, además de los distribuidores y transportadores incumbentes, el desarrollo de protocolos para realizar balances y asignaciones de gas en las redes mencionadas se considera necesario.

Con base en lo anterior, se buscan desarrollar los acuerdos y protocolos que permitan alcanzar los objetivos propuestos.

3.7 Procedimiento para asignación de gas conforme al Decreto 880 de 2007

De acuerdo con lo establecido en el artículo 9o del Decreto 880 del 21 de marzo de 2007, el Consejo Nacional de Operación de Gas elaboró un documento que recomendó en el año 2007, los procedimientos para la coordinación operativa y el intercambio de información entre los agentes del sector gas y el Centro Nacional de Despacho del sector eléctrico, CND, que se aplicarían cuando se presenten las condiciones determinadas en el citado Decreto.

Luego de atender los Racionamientos Programados durante el año 2010 así como algunos eventos administrados bajo el Decreto 880 de 2007, se considera necesario validar lo acordado en el documento mencionado analizando la viabilidad de adaptar el trabajo realizado a disposiciones recientes como la del Decreto 2730 de 2010.

3.8 Formalización Comité Coordinador Gas-Electricidad

Desde el año 2008, el CNOGas propuso a la CREG y la CACSSE la formalización del Comité de Coordinación Gas Electricidad, cuya función principal es hacer seguimiento a las condiciones de operación de los sistemas Eléctrico y de Gas Natural, con el fin de analizar el riesgo y, en lo posible, minimizar los impactos sobre las demandas de ambos sectores².

Dentro del alcance anterior las principales actividades del Comité han sido:

- Intercambio de información operativa para anticipar la existencia de eventos de restricción.
- Coordinación semanal de actividades operativas y mantenimientos de los sectores gas y eléctrico.

El objetivo en este tópico es conformar, mediante acuerdo operativo, el Comité de Coordinación Gas Electricidad, formalizando sus funciones, miembros, financiación y las características de sus reuniones. Se capitalizaría en este caso la experiencia de más de tres años en la realización de las labores del Comité. En el momento en que llegue a operar el gestor Técnico del Sistema, se revisarán la vigencia y funciones del Comité propuesto.

3.9 Asignación de pérdidas de gas natural en eventos de fuerza mayor

Según la Comunicación del 3 de noviembre de 2004, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural manifestó a la CREG lo siguiente en esa oportunidad:

“..... después de muchos debates, en varias reuniones –tanto del Grupo de Trabajo de Temas Comerciales, como del Grupo de Trabajo de Temas Técnicos y del CNO-Gas en pleno– se lograron acuerdos sobre las pérdidas de gas, en eventos de fuerza mayor o caso fortuito.

En el anexo 1 se presenta la recomendación del CNO-Gas sobre la actualización del Artículo 4.9 del RUT, resaltando, en letra cursiva, las modificaciones recomendadas.

² Comunicación del CNOGas del 19 de febrero de 2008

3.10 Intercambiabilidad de gases (Número de Wobbe)

A pesar de que el RUT y otras resoluciones que lo complementan han establecido las especificaciones de calidad del gas a ser inyectado en el Sistema Nacional de Transporte, un parámetro de aceptación internacional para asegurar la intercambiabilidad de gas en el Sistema Nacional de Transporte es el número de Wobbe. Se propone en este caso recomendar a la CREG la inclusión por vía regulatoria de éste parámetro dentro de las especificaciones de calidad de la regulación vigente.

3.11 Ajustes a la Resolución CREG 131 de 2009

Con respecto al contenido de la Resolución CREG-131 de 2009, el CNOGas solicitó a la CREG aclarar sí en aquellas situaciones en las cuales no se cuente con los equipos requeridos por el RUT para la medición de calidad de gas, la Resolución CREG-131 de 2009 no aplica al no existir fundamento objetivo para la controversia y por lo tanto el transportador puede rechazar el gas de conformidad con lo dispuesto en el RUT.

Así mismo, compartiendo el propósito de la Comisión en el sentido de establecer el procedimiento para atender controversias en calidad de gas y con el objeto de precisar las disposiciones contenidas en el Artículo 1 de la Resolución mencionada, en el Anexo 1 de este documento se presentan las sugerencias de aclaraciones correspondientes.

3.12 Definición de actividades de mercado

El análisis integral de la operación del mercado de suministro, almacenamiento y transporte requiere homologar la terminología y definiciones utilizadas para denominar Procesos relevantes de cada uno de las diferentes actividades de la cadena de suministro de gas en aspectos tales como intercambios de gas, mezclas, parqueos, contraflujos y préstamos entre otros. Todas esas definiciones serían objeto de protocolos operativos para precisarlas.

3.13 Matrices de compensación.

Durante el Racionamiento Programado se encontró conveniente desarrollar este tema. Al respecto, la situación del mismo es la siguiente:

2. Resolución CREG-065 de 2005 (Todavía en consulta).

Luego de varias propuestas la CREG somete a consulta de la industria una fórmula de pago de compensaciones, en los siguientes términos:

Las Variaciones de Salida causadas por los Remitentes durante el Día de Gas serán objeto de compensaciones que se establecerán de acuerdo con la siguiente relación:

$$C = AOM * VOL$$

Donde:

C = Compensación diaria expresada en Col. \$ correspondiente a los tramos de gasoductos involucrados en la desviación.

AOM = Cargo de Administración, Operación y Mantenimiento, aprobado por la CREG para los tramos de gasoductos involucrados, dividido en 365. Los tramos de gasoductos involucrados serán aquellos comprendidos entre el Punto de Entrada y el Punto de Salida más lejano, según el flujo físico del gas, donde se presente una presión por fuera del rango predeterminado.

VOL = Sumatoria del valor absoluto del volumen desviado durante cada hora del Día de Gas.

En dicha fórmula la CREG acepta varias recomendaciones de la industria tales como y presenta otras modificaciones como se indica en el Anexo 1.

El tema en análisis sigue siendo de interés de la industria. Luego de la expedición del Decreto 2730 de 2010 que incluye el mercado de desvíos, existen opiniones entre los miembros del Consejo en el sentido de observar el desarrollo de este tema y de no insistir en la utilización de matrices de compensación.

En consecuencia, es de utilidad definir la estrategia a seguir en este tópico.

3.14 Pago de pérdidas de gas natural

Según comunicación del CNOGas dirigida a la CREG el 23 de diciembre de 2005, en la reunión plenaria No. 43, del 18 de noviembre de 2005, se llegó a un acuerdo, que se resume en el anexo 1 a este documento.

Por tratarse de asuntos regulatorios se propone insistir a la CREG desarrollo regulatorio sobre el tema.

3.15 Protocolos Resolución CREG 131-09

Mediante comunicación CNOGas 09 de 2009, el CNOGAS recomendó a la CREG adoptar el protocolo que se presenta en el Anexo 1 para la auditoría de calidad de gas a inyectar en Sistemas de Transporte.

En esta actividad se propone desarrollar las facultades del Decreto 2739 de 2010 para someter a consideración de la CREG el protocolo propuesto.

3.16 Tránsito al Sistema Internacional de Unidades

La norma técnica como elemento de desarrollo tecnológico es de carácter voluntario. Cuando se refiere a aspectos que se relacionen con: el Sistema Internacional de Unidades SI, la metrología, materiales, productos o procedimientos que constituyan un riesgo para la seguridad, la protección de la vida y la salud humana, animal y vegetal, prevención de prácticas que puedan inducir a error, criterios que promuevan el mejoramiento del medio ambiente y los ecosistemas, así como la preservación de los recursos naturales, el Gobierno, a través de Consejo Nacional de Normas y Calidades, organismo asesor del Ministerio de Desarrollo Económico, puede conferirle el carácter de oficial obligatoria³.

³ El Sistema Internacional de Unidades (Norma Técnica Obligatoria 1000) fue adoptado según la Resolución 005 de 1995 por el Consejo Nacional de Normas y Calidades.

Lo anterior implica que todo producto o servicio que esté sometido al cumplimiento de una norma obligatoria, deberá garantizar el cumplimiento de los requisitos establecidos en ella y demostrarlo antes de su comercialización. Esto es aplicable a los productos que se comercialicen en el país, independientemente que se produzcan en país o se importen.

Con base en lo anterior se analizará las implicaciones de las disposiciones señaladas y la estrategia a seguir.

3.17 Definición parámetros operativos

El análisis integral de la operación del sistema producción, transporte, almacenamiento, importación, requiere homologar las definiciones de los elementos relevantes de cada uno de los componentes de las diferentes actividades en aspectos tales como capacidades máximas, promedio y efectivas; volúmenes de servicio; cantidades de energía producidas; índices de disponibilidad; tasas horarias máximas y mínimas; presiones máximas y mínimas de trabajo; entre otros. Todas esas definiciones serían objeto de protocolos operativos para precisarlas.

3.18 Medición volumétrica de gas en puntos de mezcla de gases

En los aspectos de medición volumétrica, se han originado las siguientes controversias (Sept. 2003):

- Método a seguir para la determinación de la presión barométrica.
- Método de cálculo del factor de compresibilidad.
- Utilización de opciones alternas de instalación de sistemas de medición propuestas en las normas AGA.
- Metodología de medición de gas en los puntos de mezcla.
- Inconsistencia entre el máximo error permitido global en el sistema de medición y los sus elementos secundarios.
- Definición de los sistemas de medición que requieren monitoreo en tiempo real a través de sistemas de telemetría.

En este tópico la acción del Consejo se orientaría a definir estos puntos mediante el desarrollo de los protocolos operativos correspondientes.

3.19 Sistemas alternos de medición

Contempla la utilización de equipos de medición ultrasónicos para atender temporalmente la ausencia de medidores primarios bien sea que hayan sido retirados para calibración o para reemplazo.

3.20 Requisitos técnicos y operativos de gasoducto virtual

La aparición de corrientes de gas que son inyectadas directamente desde los campos productores al consumidor final o a redes de distribución puede requerir el desarrollo de algunas prácticas para contribuir a la seguridad para los usuarios, terceros o el medio ambiente.

El propósito de esta actividad es analizar las implicaciones de esta nueva modalidad de suministro e identificar los protocolos que puedan requerirse para el uso seguro de esta alternativa de suministro.

3.21 Coordinación de Nominaciones de gas y despachos internacionales de electricidad.

Por solicitud de la CREG se hace necesario adaptar el ciclo de nominaciones de suministro y transporte de gas de acuerdo con los requerimientos de los intercambios de electricidad que se proyectan realizar con Centroamérica.

El tema está por definir por parte del Consejo.

ANEXO 1, PROPUESTAS PRESENTADAS A LA CREG

A continuación se presentan recomendaciones definitivas del Consejo respecto a temas pendientes con la CREG que aun no se han resuelto y siguen siendo de interés. De acuerdo con los temas pendientes de los archivos del Consejo y con lo acordado en el Comité de Coordinación Gas Electricidad, se acordó analizar los siguientes temas:

1. Matrices de compensación.
2. Liquidación de pérdidas de Gas en Sistemas de Transporte.
3. Pago en especie de pérdidas
4. Comentarios a la Resolución CREG-131 de 2010

Como se verá a continuación, respecto a la consulta de la Resolución CREG-065 de 2005, sobre el tema de Matrices de Compensación, no hubo recomendación del Consejo a la CREG sino de algunos de sus miembros. Por su parte, sobre los temas 2,3 y 4 hubo unanimidad entre los miembros del Consejo.

1. MATRICES DE COMPENSACION

Durante el racionamiento programado se encontró conveniente desarrollar este tema. La situación del mismo es la siguiente:

Resolución CREG-065 de 2005 (Aun en consulta).

Luego de varias propuestas la CREG somete a consulta de la industria una fórmula de pago de compensaciones, en los siguientes términos:

Las Variaciones de Salida causadas por los Remitentes durante el Día de Gas serán objeto de compensaciones que se establecerán de acuerdo con la siguiente relación:

$$C = AOM * VOL$$

Donde:

C = Compensación diaria expresada en Col. \$ correspondiente a los tramos de gasoductos involucrados en la desviación.

AOM = Cargo de Administración, Operación y Mantenimiento, aprobado por la CREG para los tramos de gasoductos involucrados, dividido en 365. Los tramos de gasoductos involucrados serán aquellos comprendidos entre el Punto de Entrada y el Punto de Salida más lejano, según el flujo físico del gas, donde se presente una presión por fuera del rango predeterminado.

VOL = Sumatoria del valor absoluto del volumen desviado durante cada hora del Día de Gas.

En dicha fórmula la CREG acepta varias recomendaciones de la industria tales como:

- Aplicar la compensación únicamente cuando las variaciones comprometan las presiones más allá de un rango preestablecido.
- Aplicar compensaciones únicamente por variaciones de salida.

Otros elementos planteados por la industria como las variaciones horarias no fueron aceptados por las razones que se exponen en el documento soporte de la Resolución CREG-05 de 2005. El cuadro siguiente muestra el resumen de la propuesta regulatoria:

	RUT	Propuesta
Activación de la Compensación	Función del rango de tolerancia u holgura del gasoducto	Función de rango de presiones en puntos definidos del Sistema de Transporte
Valor de la compensación	Matriz función de AOM, costo de compresión, rango de tolerancia, porcentaje de variación	Valor único función de los costos de AOM del gasoducto utilizado
Objeto	Evitar desviaciones trasladando costos operacionales al responsable	Evitar desviaciones trasladando costos operacionales al responsable
Sitio de la variación	Entrada (Producción) y Salida (Sistema Transporte)	Salida (Sistema de Transporte)
Régimen	Mandatorio	Mandatorio
Área de aplicación	Para cada tramo de gasoducto según cargos regulados	Por tramos de gasoductos involucrados en la desviación
Responsable de variación	Agentes	Remitentes
Medición de la variación	Horaria	Horaria
Liquidación de compensación	Mensual	Mensual

Al respecto, según consta en el acta No. 40 del CNOGas del 29 de junio de 2005, el Consejo decidió lo siguiente:

10.2 MATRIZ DE COMPENSACIONES

En relación con el proyecto de Resolución de la CREG que se encuentra en consulta, sobre las compensaciones, Corelca comentó que, como está planteado, va a ser inflexible y afectará la calidad del servicio de energía eléctrica.

Gas Natural S.A. E.S.P. y Gases del Caribe comentaron que este proyecto de resolución contempla compensaciones horarias para las empresas distribuidoras de gas, mientras que dichas empresas hacen nominaciones diarias, tal como lo estipula el Reglamento Único de Transporte, por el tipo de consumo que estas empresas manejan.

Adicionalmente, se acordó que cada agente enviará a la CREG sus comentarios sobre este proyecto de Resolución.

En el expediente correspondiente se encontraron las siguientes comunicaciones:

- PROMIGAS: Manifestó que los montos de la compensación son ínfimos en comparación con los riesgos a los cuales se está expuesto.
- TERMOCANDELARIA: Manifestó que la penalización es excesiva y recomendó adoptar una banda a partir de la cual se active la penalización que se aplique tanto por variaciones de entrada como por variaciones de salida.

2. ASIGNACION DE PERDIDAS DE GAS EN EVENTOS DE FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO

Según la Comunicación del 3 de noviembre de 2004, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural manifestó a la CREG lo siguiente en esa oportunidad:

"..... después de muchos debates, en varias reuniones –tanto del Grupo de Trabajo de Temas Comerciales, como del Grupo de Trabajo de Temas Técnicos y del CNO-Gas en pleno– se lograron acuerdos sobre las pérdidas de gas, en eventos de fuerza mayor o caso fortuito.

A continuación le presentamos la recomendación del CNO-Gas sobre la actualización del Artículo 4.9 del RUT, resaltando, en letra cursiva, las modificaciones recomendadas:

4.9 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE GAS DE UN SISTEMA DE TRANSPORTE

Las pérdidas de gas de un Sistema de Transporte serán calculadas de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\text{Pérdidas} = \Sigma C_e + (C_{ai} - C_{af}) - \Sigma C_t - \Sigma C_{op}.$$

Donde:

ΣC_e : Sumatoria de la Cantidad de Energía entregada en todos los Puntos de Entrada del Sistema de Transporte, durante el período de análisis.

C_{ai} : Cantidad de Energía almacenada en el Sistema de Transporte al inicio del período de análisis.

C_{af} : Cantidad de Energía almacenada en el Sistema de Transporte al final del período de análisis.

ΣC_t : Sumatoria de la Cantidad de Energía tomada en todos los Puntos de Salida del Sistema, de Transporte durante el período de análisis.

ΣC_{op} : Sumatoria de la Cantidad de Energía utilizada por el Transportador para el funcionamiento del Sistema de Transporte, durante el período de análisis.

El Manual del Transportador, deberá tener claramente establecido el procedimiento de cálculo de la Cantidad de Energía almacenada en el Sistema de Transporte (C_{ai} y C_{af}).

4.9.1 Asignación de Pérdidas de Gas

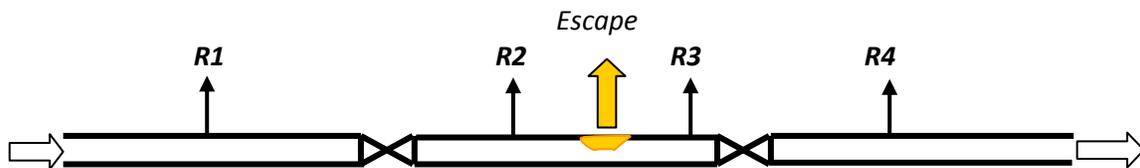
Las pérdidas de gas del Sistema de Transporte que excedan del uno por ciento (1%) serán asumidas por el Transportador, *excepto cuando se presenten pérdidas por eventos de fuerza mayor, caso fortuito, evento excusable o actos mal intencionados de terceros, en los que se procederá como se indica en el párrafo siguiente*. Las pérdidas de gas que no excedan el 1% serán distribuidas entre los Remitentes en forma proporcional a la Cantidad de Energía transportada y serán reconocidas por éstos al Transportador en la factura mensual del servicio. *El Transportador no podrá cobrar el transporte de las pérdidas.*

En tales eventos, cuando los niveles de pérdidas excedan el uno por ciento (1%) del volumen transportado en el mes, el Transportador deberá calcular las pérdidas del sector afectado, para el período que dure la situación y distribuir las a prorrata de la propiedad del gas en el gasoducto al momento del evento. Para tal efecto, se incluirán, en la distribución de las pérdidas, no sólo las cantidades de gas de propiedad de los Remitentes, sino también los inventarios del Transportador, al igual que los de aquellos Remitentes que, el día del evento, tuvieren un saldo positivo en su cuenta de balance.

El cálculo de la distribución de las pérdidas, por eventos de fuerza mayor, caso fortuito, evento excusable o actos mal intencionados de terceros, incluyendo el inventario mínimo operacional del Transportador y los saldos positivos de la cuenta de balance de los Remitentes, se hará con base en las pérdidas que, al final del mes, superen el 1%, ya que hasta el 1% serán asumidas por los Remitentes.

La distribución del inventario del Transportador, a lo largo del gasoducto, se calculará con base en el perfil de presión del gasoducto, y de acuerdo con la metodología descrita en el Anexo No. 1.

No se incluirán, en la asignación de las pérdidas, los Remitentes que estén aguas arriba de la válvula de bloqueo localizada inmediatamente corriente arriba del sitio donde se presenten rupturas o escapes de gas, por eventos de fuerza mayor, caso fortuito, evento excusable o actos mal intencionados de terceros.



De acuerdo con el diagrama anterior, el Remitente R1, y los que estén aguas arriba de él, no quedarán incluidos en la asignación de las pérdidas. En cambio, el Remitente R2 y todos los que estén aguas abajo de éste, sí quedarán incluidos en la asignación de las pérdidas”.

Vale la pena mencionar que existen dos aspectos adicionales, con relación al tema de las pérdidas de gas (diferentes de las imputables a fuerza mayor o caso fortuito), que se han discutido en varias reuniones, tanto de los Grupos de Trabajo como de las plenarios del CNO-Gas y de los cuales se espera tener una definición en los próximos dos meses:

- ◆ Metodología del cálculo de las pérdidas, en el interior del país. Se están discutiendo dos opciones: a) Tomando el Sistema como un todo, que es como actualmente se hace en el interior del país, y b) considerando individualmente cada sistema.
- ◆ Forma de pago de las pérdidas de gas. También se discuten dos opciones: a) en especie (gas natural); b) en dinero.”

METODOLOGÍA PARA DISTRIBUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS, EN EVENTOS DE FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO

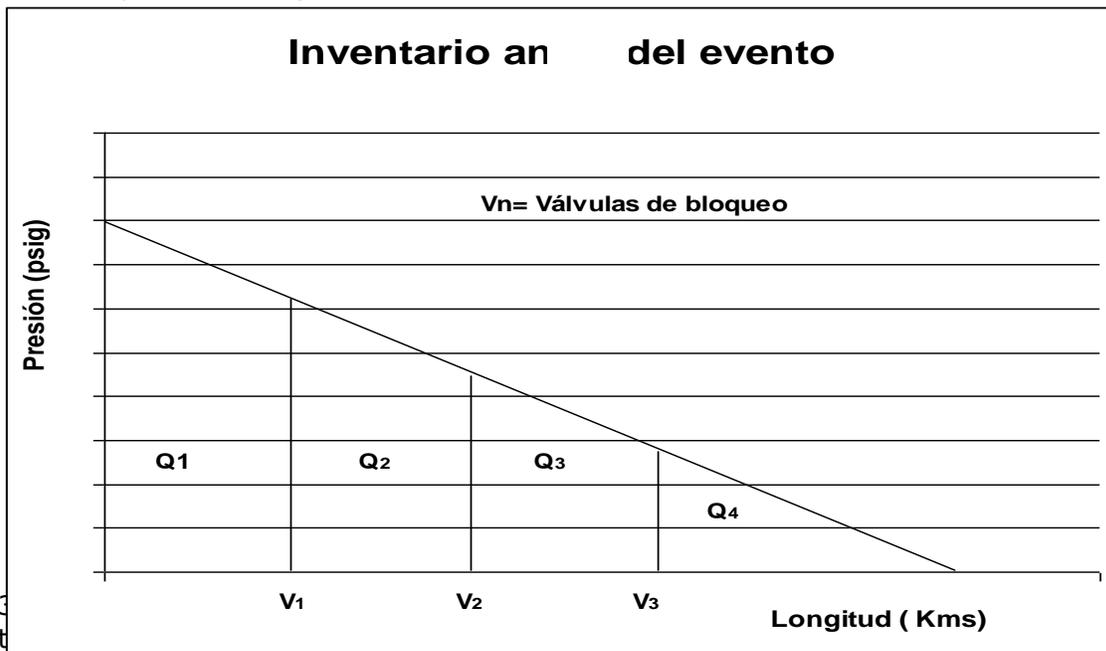
Para determinar el inventario de gas de propiedad del Transportador que entrará en la distribución de pérdidas, por eventos de fuerza mayor, caso fortuito, evento excusable o actos mal intencionados de terceros, que superen el 1% de las mismas en el mes, se seguirá la siguiente metodología:

El Transportador calculará el Inventario Mínimo Operacional (IMO) de su gasoducto considerando el perfil de presión que corresponda a las condiciones mínimas de operación de cada gasoducto.

NOTA. Lo expuesto en el párrafo anterior está condicionado a que la CREG reconozca el valor del gas del inventario del Transportador, como parte de los activos de éste, más el costo de la prima de seguros para reponer el gas perdido por eventos de fuerza mayor, caso fortuito, evento excusable o actos mal intencionados de terceros.

2. Se tomará el Inventario de Máxima Capacidad (IMC), calculado con un modelo de flujo en estado estable, y se hallará la relación, R, resultante de dividir el Inventario Mínimo Operacional entre el Inventario de Máxima Capacidad. $R=IMO/IMC$, siempre será inferior a la unidad y adimensional. Este valor será constante para cada gasoducto y se aplicará de la siguiente forma, en caso de que ocurra un evento de fuerza mayor que ocasione el venteo del gas contenido en la tubería:

El Transportador calculará, con un modelo en estado estable, y teniendo en cuenta la mejor información disponible de su operación (por ejemplo, telemetría), el inventario de gas en su sistema, justo en el momento anterior a la ocurrencia del evento, dividido por tramos seccionados por las válvulas que aíslen el tramo afectado (Q_i = Volumen de gas en el tramo afectado por el evento).



Q_i , en millones de pies cúbicos estándar. En caso de que la afectación del evento involucre varios tramos, esta misma metodología se aplicará para cada uno de ellos.

4 El factor R será actualizado semestralmente por los Transportadores quienes, adicionalmente, lo publicarán en sus respectivos BEOs.

3. PAGO DE PÉRDIDAS EN ESPECIE DE PERDIDAS DE GAS NATURAL

Según comunicación del CNOGas dirigida a la CREG el 23 de diciembre de 2005, en la reunión plenaria No. 43, del 18 de noviembre de 2005, se llegó a un acuerdo, que se resume en el siguiente anexo:

ANEXO A CARTA DEL CNO-GAS A LA CREG, DEL 23 DE DICIEMBRE DE 2005

Procedimiento de Pago, en Especie, de las Pérdidas de Gas Natural

PRIMERO A más tardar el quinto (5º) día hábil de cada mes, las pérdidas de gas para cada Remitente serán publicadas por el Transportador en el Boletín Electrónico de Operaciones (BEO), con la información oficial del penúltimo mes, en el formato que el Transportador defina para tal fin.

SEGUNDO. El Transportador publicará en el BEO las pérdidas de gas asignadas a cada Remitente. En el BEO el Transportador diseñará una herramienta en la cual el Remitente relacione el origen del gas comprado por cada nodo de entrada, el día de la compra y el Productor-Comercializador a quien le compró. El Transportador creará, en su software de nominaciones, una ruta por nodo de entrada que será habilitada por un espacio de cinco (5) días, a partir de la fecha de publicación de las pérdidas en el BEO, donde el Remitente pueda nominar el gas solicitado para su pago.

TERCERO. El Remitente tendrá como primera opción la posibilidad de pagar en especie las pérdidas de gas asignadas a su cargo por el Transportador. En caso de que el Remitente decida ejercer esta opción, deberá efectuar todas las acciones necesarias para pagar en especie las pérdidas de gas causadas en el penúltimo mes, dentro del plazo que se establece en el artículo cuarto (4º). Se entenderá como recibido el gas en la fecha en que efectivamente sea entregado al Transportador en el punto de entrada del contrato de Transporte. Luego de la fecha límite establecida en este documento, cualquier cantidad de gas no se tomará para pago de pérdidas en especie.

En los contratos de transporte se establecerá un plazo para el pago de las pérdidas de gas en especie según lo establecido en el artículo cuarto (4º) del presente procedimiento. El plazo establecido en el contrato de transporte, para el pago de las pérdidas de gas en dinero, no será modificado.

Si el Remitente decide ejercer la opción de pago de pérdidas de gas en especie, no podrá dividir las pérdidas causadas en el penúltimo mes, dentro del plazo estipulado en el artículo cuarto (4º). El remitente deberá realizar un pago único en especie de las pérdidas dentro del plazo estipulado.

CUARTO. El Remitente realizará todas las acciones para que, a más tardar el quinto día después de la publicación de las pérdidas en el BEO, sean pagadas y notificadas por escrito al Transportador.

El Remitente que elija esta opción no podrá mezclar el pago de gas con el pago en dinero.

Si transcurrido este plazo, el Remitente no ha tomado acciones para pagar totalmente, en especie, su saldo por pérdidas, se entenderá que no ha ejercido la opción de que trata el

artículo tercero, y el Transportador procederá a realizar el cobro total en dinero de las pérdidas del penúltimo mes, al Remitente, según el plazo y monto indicados en la factura de Transporte.

QUINTO. El operador del campo productor incluirá y aceptará dentro del Acuerdo Operativo de Balance, en el momento en que se efectuó la transacción, las cantidades de gas que han comprado los Remitentes para pagar la pérdida al Transportador.

SEXTO. La cesión por parte del Remitente en el mercado secundario de su capacidad de transporte contratada con el Transportador, ya sea total o parcial, no lo libera de responsabilidad frente al Transportador en cuanto a las pérdidas de gas.

SÉPTIMO. En caso de que el Transportador prevea en su operación no recibir el pago de las pérdidas en gas, por exceso de inventario dentro del tiempo previsto en la Cláusula Cuarta, procederá a realizar el cobro total en dinero de las pérdidas del penúltimo mes al Remitente según el plazo y monto indicados en la factura de Transporte, las cuales deben ser pagadas en los términos y condiciones establecidos en el presente documento”.

4. COMENTARIOS A LA RESOLUCIÓN CREG 131 de 2009.

Mediante comunicación CNOGAs 09 de 2009, el CNOGAS recomendó a la CREG adoptar el siguiente protocolo para la auditoría de calidad de gas a inyectar en Sistemas de Transporte.

1. Protocolo para la realización de la verificación de calidad

Con el objeto de contribuir a la eficacia y transparencia del proceso de verificación, sugerimos a la CREG los siguientes elementos para la adopción de un procedimiento general de verificación:

Que el alcance del concepto del auditor se focalice a verificar la capacidad del sistema de medición de calidad de gas para obtener y registrar datos confiables de la medición del parámetro en controversia, considerando el momento en que ésta haya ocurrido. Dicha verificación deberá tener en cuenta entre otros aspectos, la instalación, el desempeño y la calibración del sistema de medición, así como su conformidad con la regulación vigente y los acuerdos entre las partes.

Que los equipos y procedimientos de medición que se utilicen cuando se solicite o se objete la inyección de gas natural al Sistema de Transporte cumplan con lo dispuesto en el RUT, o con normas internacionales, especialmente en lo que se refiere a los analizadores en línea para la medición de composición físico química del gas.

Que en caso de no existir la totalidad de los equipos exigidos por el RUT, no hay fundamentos objetivos para la controversia y por lo tanto no aplicará lo dispuesto en la Resolución CREG-131 de 2009. En tal situación el transportador podrá rechazar el gas natural a ser inyectado.

Que el proceso de selección del auditor por común acuerdo se iniciará con aquellas firmas que no tengan contratos con alguna de las partes en el último año, de no ser esto posible el perito se seleccionará aleatoriamente del listado propuesto. Adicionalmente, el personal que intervenga a nombre de la firma auditora no debe haber tenido ninguna vinculación laboral o comercial con alguna de las partes en el último año.

Que cuando exista controversia y se requiera utilizar los servicios de un auditor, las partes depositarán en la Fiducia de administración y pagos del Consejo Nacional de Operación de Gas el costo total que demande el concepto del auditor. El Secretario Técnico se encargará de gestionar la contratación y el seguimiento del contrato. Una vez el auditor emita a satisfacción el concepto correspondiente, el Secretario Técnico del CNO Gas realizará los reembolsos correspondientes a la parte favorecida.

Con respecto al contenido de la Resolución CREG-131 de 2009, nos permitimos solicitarle a la Comisión nos aclare sí en aquellas situaciones en las cuales no se cuente con los equipos requeridos por el RUT para la medición de calidad de gas, la Resolución CREG-131 de 2009 no aplica al no existir fundamento objetivo para la controversia y por lo tanto el transportador puede rechazar el gas de conformidad con lo dispuesto en el RUT.

Así mismo, compartiendo el propósito de la Comisión en el sentido de establecer el procedimiento para atender controversias en calidad de gas y con el objeto de precisar las disposiciones contenidas en el Artículo 1 de la Resolución mencionada, sugerimos las aclaraciones que se señalan a continuación (Subrayados en rojo):

"....."

Si verificada la calidad del gas natural entregado por el Agente en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte, el Transportador encuentra que no cumple las especificaciones de calidad establecidas en los numerales 6.3 y 6.3.1 o aquellos que los modifiquen o complementen, y no lo recibe, deberá informar de esta situación al Agente, mediante comunicación escrita, expresándole de manera precisa y detallada las razones por las cuales ese gas no cumple determinadas especificaciones de calidad. Una vez que el Transportador entregue esta comunicación al Agente, se entenderá que las especificaciones de calidad que no fueron objetadas en la forma aquí dispuesta cumplen lo establecido en los citados numerales 6.3 y 6.3.1 o aquellos que los modifiquen o complementen.

El Agente inconforme con las objeciones hechas por el Transportador en la forma aquí prevista, podrá recurrir a una auditoría que deberá ser realizada por una firma o persona natural seleccionada de la lista elaborada por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – CNO-Gas, el cumplimiento de las especificaciones de calidad objetadas. La auditoría deberá ser realizada conforme a los procedimientos que establezca el CNO Gas y los resultados de la misma deberán ser comunicados y analizados con el Transportador antes de rendir el informe final. Dicho informe deberá contener conclusiones claras y expresas sobre el cumplimiento de las especificaciones de calidad objeto de la auditoría.

El Transportador no estará obligado a recibir el gas natural entregado por el Agente mientras se desarrolla la auditoría, o si el informe de auditoría concluye que el gas que fue entregado en la fecha y hora en que se presentó el evento que generó la controversia, no cumplía con las especificaciones de calidad definidas en los numerales 6.3 y 6.3.1, o aquellos que los modifiquen o complementen. En este caso el costo de la auditoría lo asume el Agente. No obstante lo anterior, si a la fecha de realización de la auditoría el gas cumple con las especificaciones RUT el mismo debe ser admitido por el transportador.

Si el informe de la auditoría concluye que el gas que fue entregado en la fecha y hora en que se presentó el evento que generó la controversia, efectivamente cumplía con las especificaciones de calidad definidas en los numerales 6.3 y 6.3.1, o aquellos que los modifiquen o complementen, el Transportador deberá recibir el gas natural entregado por el Agente y este último traslada al Transportador el costo de la auditoría, sin

perjuicio de la responsabilidad que le pueda deducir al Transportador por haber rechazado el gas”.