



Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

Bogotá D.C., diciembre 12 de 2012

CNOGas-166-2012

Doctor
GERMAN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo
COMISION DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS
Ciudad

CREG 13 DEC2012 16:26

REF: Comentarios Resolución CREG-113 de 2012.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)
 No. RADICACION: E-2012-011881 13/Dic/2012-16:26:41
 MEDIO: ENTREGA No. FOLIOS: 9 ANEXOS: 61 FOLIOS
 PERSONAL
 ORIGEN: CONSEJO NACIONAL DE OPERACION DE GAS
 NATURAL-CNO-GAS-
 DESTINO: German Castro Ferreira

Estimado doctor Castro:

Agradecemos la invitación formulada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas al Consejo Nacional de Operación de Gas Natural a formular comentarios sobre la propuesta regulatoria mediante la cual se *"reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del Reglamento de operación de gas natural"*. Al respecto, resaltamos el trabajo y la dedicación de la Comisión en la preparación del tema, y presentamos los siguientes comentarios sobre los tópicos que el Consejo ha considerado de mayor relevancia en aspectos de tipo operativo:

1. GESTOR DE MERCADO

Las funciones propuestas por la CREG para el Gestor del Mercado son fundamentales en el esquema previsto por el regulador para el mercado mayorista de gas natural al punto que se considera indispensable su existencia para lograr los objetivos propuestos en la resolución de la referencia. Por lo anterior, de existir insuficientes facultades para su creación se puede comprometer gravemente el funcionamiento del mercado propuesto y la calidad del servicio. Estas reflexiones generan las siguientes preocupaciones:

1.1 Facultades de la CREG para la constitución de un ente nuevo

Le asiste la inquietud al Consejo de que no existan suficientes facultades para que la Comisión cree un nuevo ente como el Gestor de Mercado y que esto impida su constitución o afecte su funcionamiento.

Al respecto anexamos el concepto de la Dra. Nora Palomo (Anexo 1)

1.2 Temporalidad del contrato regulatorio

El enfoque de corto plazo en la contratación periódica de los servicios del Gestor del Mercado para una actividad tan especializada como la propuesta para el Gestor puede impedir que se consolide la generación de conocimiento, la formación de los recursos humanos y la madurez corporativa requeridos para el desarrollo del mercado mayorista de gas. Aunque es posible que existan en el mercado modalidades de outsourcing para el desarrollo de subastas o para labores de corretaje en bolsas de valores y aunque eventualmente el Gestor de Mercado no requiera un gran volumen de activos fijos, sugerimos a la CREG explorar un esquema institucional más robusto y con vocación de permanencia en el largo plazo.

En caso de que el esquema utilizado sea similar a un outsourcing es importante definir no solamente la propiedad de la información sino también los derechos sobre del software que se desarrolle.

1.3 Oportunidad en la puesta en funcionamiento del Gestor

Teniendo en cuenta que el período de transición del proceso de contratación realizado bajo el régimen de la Resolución CREG-118 de 2011 concluye el 31 de diciembre de 2013, el Gestor del Mercado tendría que estar en operación el próximo año. Se considera que los tiempos de contratación y de puesta en funcionamiento pueden ser insuficientes.

1.4 Formatos para recolección de información operativa

Se sugiere que los Formatos de recolección de información operativa sean establecidos por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, tales como los formatos para las renominaciones del proceso úselo o véndalo de que trata el parágrafo 1 del Artículo 43.

En general para todos los requerimientos de información operativa se aconseja consultar con el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural para la definición de los protocolos de captura de información correspondientes.

1.5 Simulaciones de operación y período de transición

Se sugiere a la Comisión realizar simulaciones del funcionamiento de los mercados proyectados, especialmente para el mercado de corto plazo, con el objeto de validar el correcto funcionamiento del diseño propuesto por la CREG.

2. TELEMEDICIÓN

2.1 Implantación obligatoria de la Telemedicación

Con el objeto de disponer diariamente de la información requerida para el funcionamiento del mercado, estipulada en el Anexo 1 de la Resolución CREG-113 de 2012, así como efectuar los balances respectivos, es necesario que los centros de control de transportadores y distribuidores dispongan de medición remota en todos los Puntos de Entrada y Puntos de Salida de sus Sistemas de Transporte y Distribución con el objeto de poder entregar dicha información diariamente al Gestor del Mercado. En este sentido, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural presentó a la Comisión la propuesta de desarrollo regulatorio "*Telemetría para grandes consumidores de gas natural, Puntos de Entrada y Puntos de Transferencia*", Documento CNOGas-04-11, versión 1, Septiembre de 2011 (Anexo 2).

2.2 Remuneración de la Telemedicación

Tal como se ha planteado en el documento mencionado, se propone que los costos de la infraestructura de Telemedicación en Puntos de Entrada y en Puntos de Salida sean cubiertos por parte de los agentes que inyecten y que tomen gas respectivamente. No obstante lo anterior, se considera necesario que la CREG ratifique estos aspectos y el relacionado con la propiedad y esquema de remuneración de la Telemedicación en Puntos de Transferencia, en la cual no se identifica el agente beneficiario correspondiente a quien pueda asignarse estos costos.

3. PROCESADOR DE GAS NATURAL

Con el objeto de tener claridad sobre las implicaciones de la aparición de este nuevo Agente en la industria, es importante conocer los motivos y los beneficios para el sector que han conducido a la CREG a su creación. Independientemente de lo anterior, recomendamos a la Comisión atender las siguientes inquietudes para los volúmenes de gas que se procesen:

- Dado que el Procesador de gas extrae e inyecta gas al SNT, este nuevo agente debe cumplir con las mismas obligaciones de los agentes que realizan tales operaciones en Puntos de Entrada y Puntos de Salida del SNT, entre las cuales pueden mencionarse: i) medición de la mezcla extraída e inyectada; ii) nominación de extracción y de inyección; iii) contratación del transporte desde la fuente de suministro hasta el punto de destino del gas procesado; y en general iv) cumplimiento con lo dispuesto en las demás disposiciones del RUT.
- Es necesario que la CREG defina el mecanismo de remuneración que demandará la medición de la composición de las corrientes de gas antes y después del procesamiento, así como la necesidad de definir un Punto de Entrada estándar para este agente.

- El cambio en las condiciones fisicoquímicas del gas puede generar problemas de intercambiabilidad de gas natural en algunos usuarios como generadores térmicos

Ahora bien, ante la posibilidad de que por el sólo hecho de extraer componentes del gas este nuevo agente adquiere el derecho de optar por el régimen de contratación bilateral, esta situación puede generar una discriminación no justificada a favor de este agente frente a los productores – comercializadores y frente a los Comercializadores, que tienen que someterse a la venta de gas a través de las subastas que está reglamentando la CREG. Por lo anterior sugerimos a la CREG definir las condiciones en las cuales el Procesador se hace elegible a este tratamiento especial.

4. EVENTOS EXIMENTES DE RESPONSABILIDAD

- Dado que existen diferentes criterios para la realización de mantenimientos, tales como los mantenimientos orientados a confiabilidad o por condición del equipo, que no necesariamente tienen una periodicidad predeterminada, recomendamos a la CREG no limitar a mantenimientos periódicos las suspensiones eximentes de responsabilidad de que trata el numeral 2 del Artículo 11 de la Resolución CREG-113 de 2012.
- Con el objeto de establecer los procedimientos, cronología, formatos de captura tanto de mantenimientos programados e intervenciones el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural presentó a la CREG el documento "*Propuesta de Reglamentación del proceso de coordinación de mantenimientos e intervenciones en instalaciones de producción y transporte de gas natural*", Documento CNOGas-04-12, versión 4; y el proyecto de protocolo "*Registro de activos y eventos*". 1 de febrero de 2012. (Anexos 3 y 4).
- Con base en las definiciones del documento producido por el CNOGas sugerimos a la CREG reemplazar la expresión "*reparación técnica*" por "*Intervención*" tal como se define en la propuesta elaborada por el CNOGas.

5. INCUMPLIMIENTOS

Dado que cuando un productor entrega una cantidad igual a la contratada o un transportador transporta una cantidad igual a la contratada no se configura incumplimiento alguno solicitamos a la Comisión excluir esta situación como causal de incumplimiento retirando la palabra "*igual*" del literal a), numeral 1; y la palabra "*iguales*" del literal a), numeral 2 del Artículo 13 de la Resolución CREG-113 de 2012.

Consideramos importante aclarar en el numeral 2, literal a) del artículo 13 de la Res CREG-113 de 2012, que se presenta incumplimiento del Transportador cuando no se tome el gas en el Punto de Salida por causas imputables al Transportador, siempre y

cuando el Remitente cuente con la misma cantidad de gas autorizada en el Punto de Entrada.

6. COMPENSACIONES

6.1 Duración permisible de las compensaciones

Con respecto a la máxima duración permisible de las suspensiones (Art. 12 de la Res.CREG-113/2012), y entendiendo que incluyen suspensiones totales o parciales de producción manifestamos lo siguiente:

- En el caso de producción, la duración máxima de 480 horas de suspensiones totales o parciales resulta insuficiente. Por ejemplo: en el caso de los campos de la Guajira, en los cuales se han venido implementado recientemente proyectos de infraestructura en instalaciones de producción, las rutinas de mantenimiento preventivo de sus instalaciones demandan un estimado de tiempo superior al máximo establecido en la propuesta regulatoria, diferente al tiempo que se demandaba en años anteriores en los que no se contaba con infraestructura de compresión de gas natural para el Campo Chuchupa.
- En el caso de transporte, la duración máxima de 120 horas de suspensiones totales o parciales también resulta insuficiente. Por ejemplo, en el año 2010 en el que se efectuaron intervenciones por parte de TGI para el incremento de la capacidad de transporte de los tramos Ballena-Barranca y El Porvenir la Belleza, el número de horas que tomaron dichas intervenciones requirieron suspensiones mayores al máximo contemplado en la propuesta regulatoria.
- Con base en lo anterior y bajo el supuesto de que las suspensiones con disponibilidad parcial, que permiten atender parte de la demanda, se contabilizan en el valor máximo propuesto, proponemos para el caso de producción que el máximo admisible se mida en términos del total de energía indisponible al año con respecto a la energía total contratada en el año. En el caso del transporte el máximo podría determinarse a partir del total de capacidad indisponible por tramo al año con respecto a la capacidad total contratada por tramo al año. Se sugiere que estos máximos admisibles se apliquen a ambas partes del contrato, es decir, que también los remitentes puedan suspender en los mismos valores sus contratos.
- Dado que el número máximo de interrupciones de un determinado agente no depende de la viabilidad de las importaciones sino de las características intrínsecas de sus equipos sugerimos respetuosamente a la CREG retirar el parágrafo 1 del Art. 12 de la Res.CREG-113/2012.
- Es de interés del CNOGas presentar una propuesta alternativa a la contemplada en el proyecto de resolución, basado en sus planes de mantenimiento de los agentes para su infraestructura actual y con su información disponible.

7. COMUNICACIONES OPERATIVAS EN EVENTOS DE FUERZA MAYOR, CASO FORTUITO CAUSA EXTRAÑA

Se señala en el proyecto de resolución (Artículo 10) que *"En el caso de que ocurra un evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña, se deberá a proceder de la siguiente forma:....."*

1. *La parte afectada por el evento de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña dará aviso por escrito a la otra dentro de los cinco (5) días calendario siguientes al acaecimiento del hecho....."*

Al respecto consideramos indispensable que el aviso de estos eventos se dé en forma inmediata tal como ocurre en la realidad operativa. Por considerarlo de utilidad para la Comisión para reglamentar las comunicaciones y acciones requeridas en situaciones como las señaladas se anexa el documento Protocolo 01 de 2012 *"Comunicaciones operativas en situación de Racionamiento Programado, Insalvable Restricción de Oferta, Situación de Grave Emergencia o de riesgo de desabastecimiento"* 9 de marzo de 2012. (Anexo 5).

8. COORDINACIÓN OPERATIVA EN EL MERCADO DE CORTO PLAZO

Teniendo en cuenta que el mercado de corto plazo, específicamente el proceso úselo o véndalo, se desarrolla horas antes de iniciar el Día de Gas, se recomienda que por sus exigencias de tipo operativo tenga un tratamiento especial dentro de los mercados propuestos por la CREG. En particular, presentamos los siguientes comentarios sobre este mercado:

- Como se muestra en la siguiente imagen, la realización del proceso úselo o véndalo prácticamente es simultánea con los ciclos actuales de nominación de suministro y transporte lo cual no permite a productores y transportadores tiempos suficientes para incorporar los resultados del cierre del mercado del mercado de corto plazo en la operación del Día de Gas siguiente. Lo anterior se debe a que en el momento del cierre del mercado de corto plazo prácticamente ya se han elaborado los programas de suministro y transporte para el próximo Día de Gas, sin incluir las operaciones de corto plazo.
- Por lo anterior, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural analizará esta situación con el objeto de recomendar a la CREG la necesidad y factibilidad de efectuar ajustes a los ciclos de nominación de suministro y transporte vigentes.

Figura 1, Ciclos de nominación y cronograma del proceso úselo o véndalo

XM DESPACHO ELECTRICO 06:45 07:15 07:45 . . PUBLICACION DESPACHO 15:15	PRODUCTOR	GESTOR	TRANSPORTADOR	GESTOR
	CICLO DE SUMINISTRO	ÚSELO O VÉNDALO	CICLO DE TRANSPORTE	ÚSELO O VÉNDALO
	15:30 RECIBO NOMINACIÓN	15:45 CONTRATOS NO UTILIZADOS		
	16:15 AUTORIZ. NOMINACIÓN	16:00 PUBLICACION CANT. DISP.		
		16:30 OFERTAS DE COMPRA	16:25 RECIBO NOMINACIÓN	16:40 CONTRATOS NO UTILIZADOS
	18:50 CONFIRM. NOMINACIÓN	17:00 SUBASTAS CANTIDAD VENDIDA	18:20 AUTORIZ. NOMINACIÓN CONFIRM.	16:55 PUBLICACION CANT. DISP. OFERTAS DE COMPRA
	19:50 PROGRAMA DE SUMINISTRO	18:50 PROGRAMA DE SUMINISTRO	18:50 AUTORIZ. NOMINACIÓN	17:25 RESULTADOS DE LA SUBASTA CANTIDAD VENDIDA
			19:50 COORD. PROF. TRANS. PROGRAMA DE TRANSPORTE	17:55 PROGRAMA DE TRANSPORTE
			20:20	20:20

Elaboración: CNOGas

9. VARIACIONES DE ENTRADA Y SALIDA

9.1 Eliminación de Variaciones de Entrada

- Por realidades de tipo físico no es posible ni para el Transportador ni para el Productor identificar en la corriente de gas inyectada en los Puntos de Entrada el volumen que le corresponde a cada uno de los Remitentes. Como consecuencia de lo anterior tampoco es factible identificar las variaciones en los Puntos de Entrada ni el responsable de las mismas. Por esta razón recomendamos a la CREG la eliminación de las Variaciones de Entrada en el esquema de incentivos establecido para disciplinar el proceso de nominaciones que se establecen en el Artículo 45 de la Resolución CREG-113 de 2012.
- Conviene señalar que la industria ha venido operando sin utilizar las variaciones de entrada para incentivar el cumplimiento de las nominaciones de suministro y transporte. En aquellos casos en los cuales exista diferencias entre las nominaciones de suministro presentadas al productor con las nominaciones de transporte, generalmente dichas diferencias se cierran entre productores y transportadores con Acuerdos de Balance Operativo. De aceptarse la propuesta formulada por el CNOGas, se tendría que eliminar los numerales 1, 3, 4 y 5 del Artículo 45 de la Resolución CREG 113 e 2012.

- No obstante lo anterior en caso de que la CREG persista en la propuesta de establecer incentivos para reducir las variaciones de entrada es necesario adaptar los sistemas de información actualmente en funcionamiento, advirtiendo que la duplicación de cuentas de balance, en puntos de entrada, incrementa innecesariamente costos a la operación del sistema.
- Teniendo en cuenta que existen situaciones en las cuales se presentan variaciones de salida en un Punto de Salida de un Remitente que han sido ocasionadas por variaciones de salida de un tercero, se recomienda a la CREG aclarar que esta situación no genera pago de compensaciones al Remitente desviado por culpa de un Tercero.
- Para el caso del sector eléctrico es importante complementar las disposiciones propuestas por la CREG con medidas de tipo estructural para atender la problemática del sector eléctrico derivada de las variaciones de salida ordenadas por el CND, por ejemplo plantas peak shaving o almacenamiento criogénico, entre otras.

9.3 Monto de la compensación por variaciones de entrada y salida

Se solicita respetuosamente a la CREG informar las bases sobre las cuales determinó que el margen de tolerancia del 5% para el pago de las compensaciones establecidas en el Artículo 45 e la Resolución CREG-113 de 2012.

10. MERCADO PRIMARIO

Por necesidad de asegurar el gas natural requerido para la operación de Estaciones de Compresión, recomendamos a la CREG incluir al Transportador dentro de los agentes autorizados para participar en negociaciones bilaterales del mercado primario.

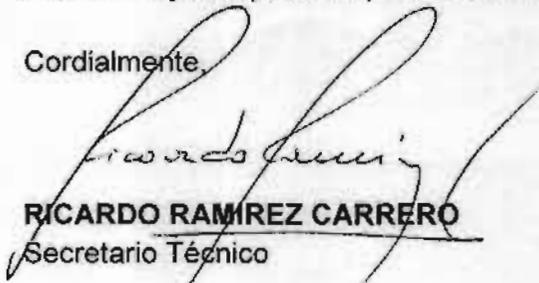
11. INFORMACION OPERATIVA Y OTROS

- La información que se propone procesar a través del Gestor corresponde a los requerimientos de corto plazo de los mercados se sugiere a la Comisión analizar la posibilidad de incluir información para análisis del abastecimiento en el largo plazo.

- Con el objeto de precisar el alcance de varias disposiciones regulatorias recomendamos a la CREG se defina el término "indisponibilidad".
- Con respecto al tiempo máximo para informar las consecuencias de las indisponibilidades al Gestor, se considera que en algunos casos el plazo de 30 minutos establecido en el numeral 5 del Anexo 1 del proyecto de resolución puede ser insuficiente.
- Tal como señalamos anteriormente, no es factible físicamente determinar la desagregación de los volúmenes de cada Remitente en el Punto de Entrada por lo cual recomendamos excluir del numeral 4.2, literal a) la obligación de que el Gestor establezca por tipo de demanda las cantidades inyectadas.
- Con respecto a la disposición de la CREG que establece que existe un comportamiento anticompetitivo de un agente si éste no presenta aclaraciones al balance, recomendamos revisar si este tipo de sentencias está dentro de las competencias del regulador.

Confiamos que estos comentarios sean de utilidad para la Comisión y le manifestamos nuestra mejor disposición para aclararlos o complementarios,

Cordialmente,



RICARDO RAMIREZ CARRERO
Secretario Técnico

Anexo: Lo anunciado

c.c. Miembros del CNOGas

ANEXO 1**Concepto de la Dra. Nora Palomo**

Bogotá, D.C., 3 de diciembre de 2012

Doctor

RICARDO RAMÍREZ CARRERO

Secretario Técnico

Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

Ciudad

Ref. Concepto Jurídico sobre regulación del Gestor del Mercado propuesta en la Resolución CREG – 113 de 2012 "Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución de carácter general, *"Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del Reglamento de operación de gas natural"*

Respetado doctor Ramírez:

En atención a su amable solicitud, comedidamente me permito expresar algunos comentarios de orden jurídico en relación con la propuesta de regulación del Gestor del Mercado contenida en el Título II del proyecto de resolución CREG 113 de 2002, en los siguientes términos:

1. En el proyecto debería hacerse absoluta claridad en el sentido de que el gestor del mercado es el encargado de administrar el sistema de intercambios de información necesaria para i) el adecuado funcionamiento del mercado mayorista de gas, ii) facilitar que las transacciones que llevan a cabo los agentes, mediante negociación directa o subastas, se realicen bajo condiciones que promuevan efectivamente y hagan posible la libre competencia, iii) lograr la operación coordinada de los mercados mayoristas de energía eléctrica y de gas natural y iv) apoyar las labores de seguimiento y vigilancia del mercado de gas que corresponde realizar a las autoridades competentes.

Como está definido el BEC y el gestor del mercado, el proyecto deja la impresión de que el BEC es simplemente un sistema de recopilación de información con fines de seguimiento y verificación

y en ese sentido no dista mucho del SUI para el sector de gas natural, lo cual podría crear conflictos de competencias con la Superservicios y dar oportunidad a que se cuestione catalogándolo como un SUI paralelo. En otras palabras, las definiciones de BEC y la descripción de las actividades del gestor no se corresponden con el alcance que se está dando a lo largo del proyecto.

2. Es más adecuada la función de organizar y administrar la información que deben remitir los agentes, que simplemente recopilarla; además esta última actividad pone en cabeza del gestor la función de obtener la información y desdibuja el deber de remitirla que debe estar en cabeza de los agentes.
3. A mi juicio, la función de verificar la información, esto es, examinarla y comprobar que corresponde a la verdad, es propia del órgano de inspección, vigilancia y control, razón por la que debe quedar claro en el proyecto que la veracidad de la información es responsabilidad del agente que la reporta. Lo que debería hacer el gestor es hacerle seguimiento a esa información y de encontrar indicios de que no corresponde con la realidad, solicitar a la autoridad competente la investigación y aplicación de medidas. En este punto debe quedar claro si le corresponde a la CREG (Art. 73.26 Ley 142/94) o a la SSPD (art. 79, Ley 142/94 o Ley 689).
4. La actividad de seguimiento, como está definida en el proyecto se confunde con el deber de reportar la información que soliciten las autoridades competentes. Esto último simplemente es el deber de responder a las peticiones de información y en nada corresponde a la actividad de seguimiento.
5. Es necesario que en el proyecto se establezca expresamente el deber para los agentes de remitir al gestor la información requerida para los fines de la resolución (que además deberían estar explícitos, pues así se puede diferenciar más claramente respecto de SUI y de las funciones de la SSPD), que esta debe ser veraz y oportuna, su periodicidad, la forma y las consecuencias de no hacerlo, con sujeción a lo que establece la ley respecto al incumplimiento del deber de información y que son de responsabilidad exclusiva del agente las imprecisiones, errores u otras falencias en que se incurra en el reporte.

6. Una cosa es que la información sea de libre acceso a los agentes del mercado mayorista y otra cosa es que sea de "dominio público" (artículo 41 del proyecto). ATENCIÓN: ADEMÁS EN ESTE ÚLTIMO ARTÍCULO SE ESTÁ ELEVANDO EL REGISTRO DE LOS CONTRATOS A REQUISITO DE VALIDEZ DE LOS MISMOS, LO CUAL ES ABIERTAMENTE ILEGAL.
7. La expresión "*el gestor del mercado deberá realizar las subastas a que se refiere el Artículo 23*" es inapropiada, pues en realidad conforme a lo establecido en esta norma la subasta la realizan los agentes, sólo que lo hacen a través del gestor del mercado. Este aspecto debe quedar muy claro, pues de ello depende la responsabilidad del gestor y de los agentes por las obligaciones que se contraigan en la subasta. ATENCIÓN: En el proyecto se somete al perfeccionamiento posterior entre agentes de los contratos que resulten de la subasta, lo cual resulta contraproducente, porque en el proceso de "perfeccionamiento", (que además no se entiende a qué se refiere, si se tiene en cuenta que se trata de contratos que por definición legal son consensuales; otra cosa es que la regulación prevea que deban suscribirse, lo cual no necesariamente implica que el escrito sea un requisito de perfeccionamiento), las partes podrían renegociar o modificar los resultados, perdiendo la utilidad pretendida con la subasta.
8. Si el gestor del mercado es simple facilitador de las transacciones en los mercados de secundario y de corto no debería atribuírsele anticipadamente responsabilidad por esa labor. Responsabilidad, en sentido jurídico, consiste en asumir las consecuencias de las obligaciones contraídas en los contratos y por los perjuicios causados con el incumplimiento u otro tipo de daños.
9. Sería más apropiado que sea la autoridad competente la que defina si, en cada caso concreto, el no reporte de información es una práctica restrictiva de la competencia, competencia desleal o, incluso, abuso de posición dominante; por eso es mejor señalar en términos generales que esa conducta puede ser tenida como una práctica contraria a la libre competencia.
10. La CREG no tiene competencia para atribuir ni para quitar funciones, por eso no es apropiado establecer, como se propone

en el proyecto, que el gestor del mercado no tiene competencia para investigar y sancionar a las empresas. Basta con que se defina adecuadamente el alcance de la labor de seguimiento de la información que le corresponde realizar al gestor, para apoyar la inspección, vigilancia y control que le corresponde a las autoridades competentes.

11. La CREG tampoco tiene, en nuestro sentir, facultades legales expresas para crear u ordenar la creación del ente que sería el gestor del mercado. Las disposiciones de las Leyes 142 y 143 que le atribuyen funciones y competencias a la autoridad reguladora, no contemplan dicha facultad. Para ello, sería necesario que un decreto expedido por el Presidente de la República, en ejercicio de las funciones establecidas en el artículo 189, numeral 16, dispusiera la creación del mencionado ente, si se decidiese que perteneciera al ámbito estatal. O, si lo decidiera un grupo de agentes económicos, incluidos los del sector de gas natural, podría tomar la decisión de constituir el ente, y solicitar a la CREG definir los ingresos regulados por concepto de los servicios que preste; para lo cual CREG podría abrir una convocatoria con el fin de seleccionar la persona interesada que ofrezca unos costos eficientes para la prestación del referido servicio.
12. La CREG carece de competencia para adelantar el concurso público con el objeto seleccionar al gestor del mercado (a mi juicio la definición de quién realiza este concurso necesita Decreto); en todo caso, debe quedar claro si la selección implica la celebración de un contrato o si simplemente se trata de la escogencia de la persona que interesada en prestar, por su propia iniciativa y riesgo, este servicio a los agentes del mercado mayorista de gas, con sujeción a la regulación de la CREG.

En los términos anteriores, me permito rendir el concepto jurídico solicitado.

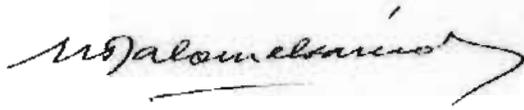
Cualquier información adicional, estaré atenta a suministrarla.

Agradezco su atención,

Nora Palomo García

Abogada

Cordialmente,



NORA PALOMO GARCÍA
T.P. 10741 del CSJ

ANEXO 2

“Telemetría para grandes consumidores de gas natural, Puntos de Entrada y Puntos de Transferencia”, Documento CNOGas-04-11, versión 1, Septiembre de 2011



CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL

**TELEMETRIA PARA GRANDES CONSUMIDORES DE GAS
NATURAL, PUNTOS DE ENTRADA Y PUNTOS DE
TRANSFERENCIA**

Este documento presenta una propuesta de reglamentación para la instalación obligatoria de Equipos de Telemedición a Grandes Consumidores conectados a Sistemas de Transporte o Sistemas de Distribución, Puntos de Entrada y Puntos de Transferencia.

DOCUMENTO No.: CNOGAS-04-11, versión 1

CIRCULACIÓN: Abierta

CIUDAD Y FECHA: Bogotá D.C., septiembre 29 de 2011

Contenido

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	ANTECEDENTES	4
2.1	EQUIPOS COMPRENDIDOS EN LA TELEMEDICION.....	4
2.2	COBERTURA ACTUAL DE LA TELEMEDICION.....	6
2.3	REGIMEN REGULATORIO VIGENTE.....	8
2.4	EXPERIENCIA DEL SECTOR ELÉCTRICO	9
4	ELEMENTOS BÁSICOS DE LA PROPUESTA DE TELEMEDICION	10
4.1	COSTOS Y DIVULGACIÓN DE LA INFORMACIÓN RECOLECTADA.....	11
4.2	DIVULGACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	12
5	PROPUESTA REGULATORIA.....	13
	REFERENCIAS:.....	17

1. INTRODUCCIÓN

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural ha considerado que la Telemetría para Grandes Consumidores conectados a Sistemas de Distribución y de Transporte¹, Puntos de Entrada de campos de producción y Puntos de Transferencia entre Sistemas de Transporte es una práctica indispensable para alcanzar los siguientes objetivos:

- Monitorear el comportamiento de la demanda en tiempo real, identificando desbalances y situaciones de riesgo operacional.
- Efectuar balances diarios de gas.
- Mejorar la confiabilidad de la operación del sistema y la continuidad del servicio.
- Supervisar la asignación de gas en situaciones de emergencia o en situaciones de Racionamiento Programado.
- Facilitar la operación de mercados de corto plazo.

La carencia de Equipos de Telemedición en una tercera parte de los puntos señalados y el incremento del número de Grandes Consumidores en los últimos años impide lograr los objetivos mencionados.

Con base en lo anterior y en desarrollo de lo dispuesto en el Artículo 21 del Decreto 2100 de 2011, este documento presenta a consideración de la CREG, una propuesta de desarrollo regulatorio tendiente a hacer obligatorio el uso de la Telemedición en Puntos de Entrada de campos de producción, Puntos de Salida de Grandes Consumidores y Puntos de Transferencia entre Sistemas de Transporte.

Como paso previo al envío a la CREG, este documento ha sido enviado para comentarios a la totalidad de agentes registrados en la CREG en calidad de productores, transportadores y distribuidores. De dicha consulta se recibió un comentario de la empresa COINOGAS, quien recomienda una tecnología específica para la Telemedición.

¹ Usuarios No Regulados, Usuarios con consumos promedios mayores a 100.000 pcd, Comercializadores y Distribuidores- Comercializadores.

2. ANTECEDENTES

Los elementos más relevantes en cuanto al alcance, equipos incluidos, cobertura actual de la red de telemedición y disposiciones regulatorias vigentes se resumen a continuación:

2.1 EQUIPOS COMPRENDIDOS EN LA TELEMEDICION

Los principales elementos de una red de telemedición incluyen: i) los elementos primarios, secundarios y terciarios del Sistema de Medición; ii) la terminal remota; iii) los sistemas de comunicaciones; y iv) el centro de adquisición de datos, supervisión y control (SCADA).

La terminal remota es la unidad electrónica de adquisición de datos, normalmente es un sistema electrónico diseñado con microprocesador o microcontrolador que dispone de los dispositivos de conversión analógico-digital o de los interfaces de campo necesarios para tomar periódicamente las muestras de los elementos primarios, secundarios y terciarios del Sistema de Medición. Debe disponer además de los interfaces de comunicación y puede disponer de paneles solares y baterías de respaldo a la fuente de suministro de energía eléctrica. Los elementos a los que se refiere esta propuesta son exclusivamente la Terminal Remota y los sistemas de comunicación requeridos para la transmisión de datos sin incluir el costo del plan de comunicaciones. La Figura 1 muestra una Terminal Remota típica².

² Es importante precisar que los equipos de Telemedición a los que hace referencia el presente documento no incluyen válvulas motorizadas, actuadores, computadores de flujo, o correctores de presión y temperatura.

Figura 1, Terminales Remota Típica



Los sistemas de comunicaciones son los equipos que reciben los datos y los transmiten al centro de supervisión. La evolución tecnológica de los sistemas de comunicaciones en los últimos años ofrece varias opciones de comunicación, dependiendo de factores como los accidentes geográficos y de las distancias se puede elegir entre diversas modalidades de comunicación³:

- Redes de cable dedicadas (buses de campo, redes de área local, ...)
- Redes de cable públicas (RTB, RDSI, ADSL, ..)
- Fibra óptica
- Radio (VHF, UHF)
- Telefonía móvil (GSM, GPRS, UMTS)
- Radio-Microondas
- Internet
- Satélite (geoestacionarios: INMARSAT, de baja órbita: ORBCOMM ...)

De acuerdo con la normatividad vigente, los equipos de medición y los instrumentos de corrección son de propiedad del usuario, por su parte los Sistemas Scada están incluidos en los centros de control de Distribuidores y Transportadores. Los elementos adicionales necesarios para completar la red de Telemedición corresponden a la terminal remota y los sistemas de comunicaciones.

³ Olivera et. al. (2003)

En consecuencia, para los propósitos de este documento cuando nos refiramos a Equipos de Telemedición estaremos haciendo referencia específicamente a la Terminal Remota localizada en las instalaciones del usuario y a los sistemas de comunicaciones.

2.2 COBERTURA ACTUAL DE LA TELEMEDICION

Actualmente existen más de 1070 Puntos de Medición de Grandes Usuarios en las redes de transporte y distribución de gas natural del país. Según estadísticas disponibles en la CREG, durante los últimos 6 años de la década pasada el número de Usuarios No Regulados se incrementó en 300 usuarios, pasando de 216 usuarios en enero de 2003 a 516 usuarios en diciembre de 2009.

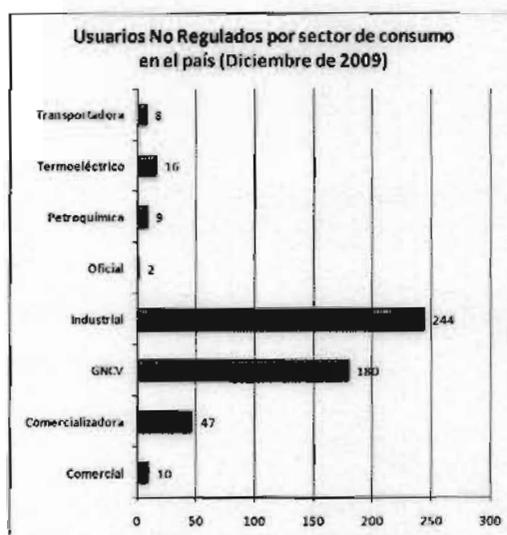
Figura 2



FUENTE: Elaborado por CNOGas a partir de estadísticas de la CREG.

El incremento de Usuarios No Regulados en los últimos años corresponde principalmente a usuarios industriales y usuarios de GNCV, sectores que representan el 82% de los usuarios no regulados en el país como se desagrega a continuación.

Figura 3



FUENTE: CNOGas a partir de estadísticas de la web CREG

De acuerdo con las estadísticas que se muestran en la Tabla 1, actualmente existen cerca de un 33% de los usuarios sin Telemedición y según las estadísticas disponibles de los usuarios que cuentan con Telemedición aproximadamente un 50% de los equipos de dichos usuarios han sido suministrados por las empresas transportadoras o distribuidoras.

La carencia de equipos es originada por principalmente por la renuencia de algunos usuarios a cubrir los costos de los equipos correspondientes y por la inexistencia de disposiciones que hagan obligatoria esta disposición⁴. Ante esta situación, algunas empresas han asumido directamente el costo de los Equipos de Telemedición con el fin de asegurar un adecuado balance de energía en redes que transportan corrientes de gas con diferente poder calorífico o con el fin de poder supervisar en tiempo real la operación del sistema⁵.

⁴ En el caso del sector eléctrico el Código de Medida, anexo de la resolución CREG-025 de 1995, establece que la obligación de instalar equipos de Telemedición en las fronteras comerciales de generadores, grandes consumidores para el registro horario.

⁵ Tal es el caso de GAS NATURAL y PROMIGAS respectivamente.

Tabla 1. Puntos de Salida con y sin Telemedición

EMPRESA	PUNTOS DE SALIDA				TOTAL USUARIOS
	SIN TELEM.	CON TELEM.	PROP. USU.	PROP. EMP.	
PROMIGAS	0	60	13	47	60
OTROS COSTA	1	96	ND	ND	97
TGI	189	95	8	87	284
TRENSMETANO	0	12	12	0	12
TRANSORIENTE	0	2	2	0	2
TRANSOCCIDENTE					
.....					
GAS NATURAL	43	186	0	186	229
EPM	33	133	133	0	166
GASES DE OCCIDENTE	90	40	40	0	130
GASORIENTE	2	22		22	24
EHIGAS	0	57	57	0	57
GAS CUNDIBOY	3	15	0	15	18
ALCANOS					
TOTALES	361	718	265	357	1079

FUENTE: Elaborado por el CNOGas con reporte de empresas.

2.3 REGIMEN REGULATORIO VIGENTE

La normatividad relevante en cuanto a Sistemas de Medición está contenida en el numeral 5.3.1 del Reglamento Único de Transporte, que establece lo siguiente:

5.3.1 Sistema de Medición

Los sistemas de medición para transferencia de custodia emplearán medidores homologados por la Superintendencia de Industria y Comercio, de conformidad con el Decreto 2269 de 1993 o las normas que lo modifiquen o sustituyan o, en su defecto, se emplearán las recomendaciones de la Asociación

Americana de Gas - "American Gas Association" (AGA) y del "American National Standards Institute" (ANSI), última edición, y constarán de:

a. Elemento primario: Es el dispositivo esencial usado para la medición del gas; incluye, pero no está limitado a, medidores de orificios, turbinas, ultrasónicos, rotatorios, másticos o de diafragma. Salvo acuerdo entre las partes, para elementos primarios del tipo turbina se evitará el uso de las configuraciones de instalación a que hace referencia el numeral 3.2.2 del reporte No. 7 de AGA, en su edición de 1996, o la que lo modifique, adicione o sustituya.

b. Elementos Secundarios: Corresponden a los elementos registradores, transductores, o transmisores que proporcionan datos, tales como: presión estática, temperatura, presión diferencial, densidad relativa y son de carácter obligatorio para todos los sistemas.

c. Elemento Terciario: Corresponde a un computador o corrector electrónico, programado para calcular correctamente el flujo, dentro de límites especificados de exactitud e incertidumbre, que recibe información del elemento primario y de los elementos secundarios. Es de carácter obligatorio para el manejo de

volúmenes iguales o mayores a 100.000 PCED (pies cúbicos estándar por día) o su equivalente en m³

FUENTE: Resolución CREG-041 de 2008 que modifica la Resolución CREG-071 de 1999.

Como puede observarse, no existe ninguna obligación para instalar Equipos de Telemedición para los usuarios del Sistema Nacional de Transporte, la única disposición especial para usuarios de consumos superiores a 100.000 pcd en lo que se refiere a equipos de medición tiene que ver con la obligatoriedad de contar con el Elemento Terciario (computador corrector de flujo).

Por su parte, en lo que se refiere a Sistemas de Distribución, la Resolución CREG-067 de 1995 establece como opcionales, a discreción del usuario, la instalación de los equipos que transmitan lectura a distancia.

IV.5.5 Medición y equipos de medición.

4.23 El distribuidor o el comercializador deberán instalar y mantener un medidor o dispositivo de medición para el servicio. El medidor estará ubicado en un lugar accesible para su lectura, salvo que se instalen dispositivos que permitan su lectura remota.

4.24 De ser requerido por un usuario, podrá instalarse, si es factible, un equipo de lectura de medidor a distancia que transmita la lectura de un medidor a un registro de repetición ubicado en un lugar accesible para su lectura. No obstante, deberá permitirse al distribuidor o el comercializador acceso al medidor interior en todo momento razonable. El costo de instalación, mantenimiento y reposición del medidor correrá por cuenta del usuario.

2.4 EXPERIENCIA DEL SECTOR ELÉCTRICO

En el caso del sector eléctrico colombiano, la obligatoriedad de instalar equipos de Telemedición fue establecida en el Código de Redes, Resolución CREG-025 de 1995, esencialmente sus anexos CC3 (Requerimientos Técnicos de Telemedición) y CC6 (Requisitos del Sistema de Supervisión y Control). Las disposiciones relevantes se resumen a continuación:

ANEXO CC3, REQUISITOS TECNICOS TELECOMUNICACIONES

- El objeto de los equipos de telecomunicaciones requeridos al Usuario es el de garantizar el intercambio de toda la información de supervisión y control, entre el Usuario, el Transportador, el CRD y el CND, necesaria para la operación confiable del STN.
- El usuario debe suministrar equipos que permitan la comunicación y la transmisión, incluyendo los módems necesarios para transmitir la información desde la Terminal Remota hasta los CRD o CRT.

- El propietario de los equipos es responsable de los mantenimientos

CODIGO DE MEDIDA

- Define las fronteras comerciales del Mercado Mayorista de energía eléctrica: i) Puntos de entrega de energía neta de los Generadores; ii) Puntos de conexión entre los equipos de un Transportador y de un Distribuidor; iii) Puntos de consumo de energía de los Grandes Consumidores; iv) Puntos de conexión entre equipos de empresas Transportadoras; Y v) Puntos de conexión entre equipos de empresas Distribuidoras.
- La propiedad de los equipos es de los Generadores, Grandes Consumidores, Transportadores o Distribuidores según sea el caso.
- La supervisión y el mantenimiento de los equipos le corresponde al propietario.
- Las transacciones de energía en todas las fronteras comerciales deberán ser registradas en forma horaria de forma tal que permitan el cálculo de la energía movilizada en la hora.
- Los valores registrados se deben transmitir diariamente al centro de control.
- Existen procedimientos ante defectos de equipos.

4 ELEMENTOS BÁSICOS DE LA PROPUESTA DE TELEMEDICION

Con base en las consideraciones expuestas anteriormente, los elementos generales de la propuesta regulatoria cuyo texto se presenta más adelante son los siguientes:

- La Telemedición será exigible en todos los Puntos de Entrada de campos productores; Puntos de Salida de Grandes Consumidores; Puntos de Transferencia entre Transportadores y Puntos de Transferencia entre Transportadores y Distribuidores.
- La propiedad de los equipos de Telemedición le corresponderá al Agente que inyecte o tome gas del Sistema Nacional de Transporte. Es decir, le corresponde a los productores, Grandes Consumidores, Distribuidores y en el caso de Puntos de Transferencia la obligación de la Telemedición le corresponde al Agente ubicado aguas abajo de la corriente de gas.
- Al propietario del equipo le corresponde las labores de mantenimiento o reposición del equipo según sea el caso.

- El propietario del equipo tiene libertad de adquirirlos en el mercado siempre que se ajusten a los protocolos definidos por el Distribuidor o el Transportador según sea el caso.
- Todas las señales de comunicación serán enviadas al Centro Principal de Control del Transportador o al Centro de Control del Distribuidor correspondiente.
- Los datos de cada remitente deberán estar disponibles permanentemente para el Distribuidor o el Transportador y podrán ser consultados en cualquier momento por las partes involucradas en la transacción.
- Los datos consolidados para la totalidad de remitentes de Sistemas de Transporte y de Distribución serán procesados por el Transportador o el Distribuidor correspondiente y divulgados por dichos Agentes en forma consolidada.
- Dada la variedad de sistemas de comunicación existentes en el mercado y el costo del plan de comunicaciones correspondientes se concluye la conveniencia de proponer a la CREG que dichos costos sean remunerados centralmente y sean reconocidos al Transportador o al Distribuidor respectivo.

4.1 COSTOS Y DIVULGACIÓN DE LA INFORMACIÓN RECOLECTADA

El costo de los equipos de Telemedición varía dependiendo de las condiciones particulares de cada instalación, en especial del tipo de protección del equipo eléctrico, el sistema de respaldo del suministro de energía eléctrica y el nivel de protección del equipo frente a efectos ambientales. De acuerdo con los costos típicos actuales, un Sistema de Telemetría para un usuario No Regulado o con consumos mayores a 100.000pcd, sin incluir el plan de comunicaciones, dicho costo puede alcanzar en promedio los \$ 12.4 Millones como se desagrega en la Tabla siguiente:

Tabla 2. Costos Unitarios de Puntos de Salida con Telemedición

DESCRIPCIÓN	COSTOS
Panel Solar 55 watts, 12 Volts	\$ 800.000
Batería 40 Ah, 12 Volts	\$ 400.000
Regulador de voltaje	\$ 300.000
Gabinete de equipos	\$ 400.000
Medio de comunicación	\$ 3.000.000
Antena	\$ 400.000
Soportes para antena y panel	\$ 500.000
SUBTOTAL EQUIPOS	\$ 5.800.000
Mano de obra	\$ 3.800.000
Obras civiles y puestas a tierra	\$ 2.800.000
SUBTOTAL OTROS	\$ 6.600.000
TOTAL	\$ 12.400.000

Con base en los costos anteriores y asumiendo una vida útil de los Equipos de Telemedición de 10 años y una tasa de rentabilidad en términos reales del 15%, la Figura 4 muestra que el costo de los equipos por m^3 varía entre 2.3 $\$/m^3$ para un consumo de 100.000 pcd (0.28% del costo mensual de la factura) y 0.45 $\$/m^3$ para un consumo de 500.000 pcd (0.06% del costo mensual de la factura).

Figura 4, Costos por m^3 de Equipos de Telemedición



Los costos que demande la instalación, operación y mantenimiento de los Equipos de Telemedición, excluyendo el plan de comunicaciones de datos serían asumidos por el propietario de los equipos Y se propone que los costos correspondientes al plan de comunicaciones sean asumidos y remunerados al Transportador o el Distribuidor respectivo.

4.2 DIVULGACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Una vez recolectada la información en los Centros Principales de Control de los Transportadores o en los Centros de Control del Distribuidor, estos Agentes asegurarán el acceso permanente a la información individual de cada uno de los agentes que reporten información. Así mismo elaborarán reportes consolidados y anónimos de toda la información recolectada según lo establezca la CREG.

En casos de Racionamiento Programado o Situaciones de Grave Emergencia estos agentes enviarán las respectivas asignaciones diarias de gas o de capacidad de transporte a la Superintendencia de Servicios Públicos y al Ministerio de Minas y Energía para el ejercicio de sus competencias.

5 PROPUESTA REGULATORIA

De acuerdo con lo anterior, se propone a la CREG incluir en el capítulo 5 del Reglamento Único de Transporte de Gas una sección especial para establecer la reglamentación de la Telemedición para Grandes Usuarios, Puntos de Entrada y Puntos de Transferencia:

5.9 TELEMEDICIÓN

El objeto de los equipos de Telemedición requeridos al usuario es garantizar la disponibilidad oportuna de la información para supervisar la operación; para efectuar los balances de gas; monitorear la asignación de gas en situación de racionamiento o de emergencia; facilitar la operación de mercados de corto plazo; y consolidar las estadísticas relevantes de la operación del Sistema Nacional de Transporte.

5.9.1 Definiciones

***Equipo de Telemedición:** Equipo de telecomunicaciones que incluye la Terminal Remota y el equipo de comunicaciones que es instalado en los Puntos de Telemedición con el objeto de enviar datos de un Sistema de Medición al Centro Principal de Control de un Transportador o al Centro de Control de un Distribuidor.*

***Grandes Consumidores:** Contemplan aquellos Usuarios No Regulados, Usuarios con consumos mayores a 100.000 pcd, Comercializadores y Distribuidores-Comercializadores conectados a Sistemas de Distribución o Sistemas de Transporte.*

***Punto de Medida:** Punto a partir del cual el usuario o el Distribuidor Comercializador correspondiente es responsable por el envío al Transportador o al Distribuidor, según sea el caso, de los datos de un Sistema de Medición.*

5.9.2 Puntos de Telemedición

Los siguientes puntos requerirán la instalación de Equipos de Telemedición:

- a) Puntos de Entrada de campos productores, infraestructura de almacenamiento o infraestructura de importación.*
- b) Puntos de Salida de Usuarios No Regulados, Usuarios con consumos mayores a 100.000 pcd, Comercializadores y Distribuidores-Comercializadores, siempre que sea técnicamente factible.*

- c) *Puntos de Transferencia entre Sistemas de Transporte o entre Sistemas de Distribución.*

5.9.3 Obligaciones del Usuario

- *El usuario será el responsable de cubrir los costos del Equipo de Telemedición y el responsable de su instalación, operación y mantenimiento cumpliendo los protocolos operativos que establezca el Distribuidor o el Transportador, según sea el caso, así como las recomendaciones de los fabricantes del equipo.*
- *El computador o corrector electrónico debe tener al menos un puerto serial de uso exclusivo para telemetría, de velocidad configurable, donde se conectará un modem externo de tecnología inalámbrica. El protocolo de comunicaciones del computador electrónico debe ser tipo maestro-esclavo apropiado para redes de área amplia de baja velocidad (< 1 Mbps). Los elementos necesarios para la comunicación inalámbrica (antena, cableado, modem) incluyendo la alimentación del modem y el mantenimiento periódico de éstos hacen parte integral del Equipo de Telemedición.*
- *El computador electrónico debe satisfacer los requerimientos de la norma API 21.1 o compatible para el almacenamiento de la información medida, tanto real como promediada, durante periodos de tiempo.*
- *Todo Agente que requiera la instalación de Equipos de Telemedición permitirá al Distribuidor o al Transportador, según sea el caso, el acceso a dichos equipos con el objeto de asegurar el envío permanente de señales a los centros de control correspondientes.*

5.9.4 Obligaciones del Transportador y del Distribuidor

- *Es responsabilidad del Transportador y del Distribuidor, según sea el caso, disponer de los servicios de comunicaciones necesarios para la transmisión de señales desde los Puntos de Medida hasta los centros de control correspondientes.*
- *Es responsabilidad del Transportador y del Distribuidor, según sea el caso, producir las cuentas de balance diarias del usuario cuando esto aplique, así como los reportes de la información recolectada según lo establezca la CREG.*
- *Es responsabilidad del Transportador y del Distribuidor, según sea el caso, informar a sus propietarios las anomalías que afecten el correcto funcionamiento de los Equipos de Telemedición.*

- *En casos de Racionamiento Programado o de emergencia los Transportadores y Distribuidores, enviarán las asignaciones diarias de gas o de capacidad de transporte, según sea el caso, a la Superintendencia de Servicios Públicos y al Ministerio de Minas y Energía para el ejercicio de sus competencias.*
- *Es responsabilidad del Transportador y el Distribuidor, según sea el caso, monitorear el cumplimiento de lo aquí dispuesto e informar a las autoridades competentes los eventos que muestren indicios de Incumplimiento de las normas vigentes.*
- *En aquellos casos en los cuales se observen deficiencias en el mantenimiento de los Equipos de Telemedición y dichas deficiencias no fueren subsanadas por el propietario, el Distribuidor o el Transportador, según sea el caso, otorgaran un plazo ocho días calendario para subsanar la deficiencia. Si pasado el plazo señalado no se ha dado respuesta satisfactoria, Distribuidor o el Transportador podrán asumir el mantenimiento de dichos equipos y trasladarán al usuario los costos que demande esta labor.*
- *Es responsabilidad del Transportador y del Distribuidor publicar la información individual y consolidada en los términos que se definen en este artículo y de conformidad con lo estipulado por la CREG. En aquellos casos en los cuales lo requiere el Comercializador, el Transportador o el Distribuidor darán acceso a este agente para disponer de los usuarios que atienda por este Agente.*

5.9.5 Fallas en los Equipos de Telemedición.

Cuando el Transportador o el Distribuidor encuentren defectos en los Equipos de Telemedición que afecten la confiabilidad, precisión u oportunidad de la transmisión de datos del Sistema de Medición, deberá notificarlo al propietario quien deberá: i) efectuar las correcciones correspondientes; ii) reemplazar o reparar los elementos defectuosos; y en su defecto, iii) acordar con el Distribuidor o el Transportador un medio alternativo para la transmisión de los datos correspondientes.

5.9.6 Reposición y Reparación de equipos

Es obligación del Agente hacer reparar o reemplazar los Equipos de Telemedición de su propiedad, a satisfacción del Transportador o del Distribuidor y dentro de los estándares técnicos. Cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos y si pasados quince días el Agente correspondiente no ha tomado las acciones necesarias para reparar o reemplazar los equipos de su propiedad, el Transportador o el Distribuidor podrá hacerlo por cuenta del Agente.

5.9.8 Calidad y Confiabilidad del servicio de Telemedición

Los sistemas de comunicación utilizados en Equipos de Telemedición deberán garantizar un índice de continuidad del servicio superior al 92% de disponibilidad en un período de un mes.

5.9.9 Régimen de Transición

Los Grandes Consumidores, y agentes responsables de Puntos de Entrada y Puntos de Transferencia que a la fecha de entrada de la presente Resolución no cuenten con Equipos de Telemedición tendrán un plazo de un año para efectuar su instalación y puesta en operación. Los Grandes Consumidores con consumos promedios mensuales entre 100.000pcd y 200.000 pcd tendrán un plazo de 18 meses para efectuar la instalación y puesta en operación de los equipos de Telemedición.

La aplicación de las disposiciones contenidas en este capítulo al caso específico de los contratos BOMT aún vigentes estarán sujetos a las disposiciones contractuales correspondientes.

REFERENCIAS:

CREG (1995), "*Código de Redes*", Resolución CREG-025 de 1995.

CREG (1995), "*Código de Distribución de Gas natural*", Resolución CREG-067 de 1995.

CREG (1999), "*Reglamento Único de Transporte*", Resolución CREG 071 de 1999.

CREG (2008), "*Modificaciones al RUT*", Resolución CREG-041 de 2008

Olivares G., Fernández J. (2003), "*Configuraciones de redes de Telemetría*", Madrid.
http://aguas.igme.es/igme/publica/libros2_TH/lib106/pdf/lib106/in_4c.pdf

Joint Office of Transporters (2005), "*UNIFORM NETWORK CODE- OFF TAKE ARRANGEMENTS DOCUMENT, SECTION E, TELEMETRY*".

European Network of Transmission System Operator (2010), "*ENTSOG IT and Communications Roadmap A Plan for the Coordination and Harmonization of Solutions for the Electronic Exchange of Data in EU Markets for Gas*".

ANEXO

REUNIONES DE COMITE TECNICO

REUNIÓN No. 1

FECHA: 30 de junio 2011

LUGAR: Salón del CNOGas, Bogotá D.C.

ASISTENTES:	Omar Niebles	GECELCA
	Jairo Agudelo	PACIFIC RUBIALES ENERGY
	Omar Ceballos	CHEVRON
	Gimena Hernández	ECOPETROL
	Alejandro Villalba	PROMIGAS
	Tulio Betancur	EPM
	René Perea	GAS NATURAL
	John Jairo Contreras	GAS NATURAL
	Luis Henry Sánchez	GAS NATURAL
	Fernando Vargas	TGI
	Felipe Villegas	Asesor CREG
	Ricardo Ramírez	CNOGAS

REUNIÓN 2

FECHA: Julio 27 de 2011

LUGAR: Salón de reuniones Torre 26, Bogotá D.C.

ASISTENTES:	Daniel Romero	ANDI
	Ricardo Stand	PROMIGAS
	Alejandro Villalba	PROMIGAS
	Ever Maya	EPM
	Julio Cesar Mejía	EPM
	Gimena Hernández	ECOPETROL
	Jairo Agudelo	PRE
	Germán Ricardo Gómez	CHEVRON
	Fernando Vargas	TGI
	José Gregorio Ramírez	TGI
	Carolina Palacio	GECELCA
	Omar Niebles	GECELCA
	Pamela Peña	GAS NATURAL
	Edwin Cruz	GAS NATURAL
	René Perea	GAS NATURAL
	Felipe Villegas	ASESOR CREG
	Ricardo Ramírez	CNOGAS

ANEXO 3

“Propuesta de Reglamentación del proceso de coordinación de mantenimientos e intervenciones en instalaciones de producción y transporte de gas natural”, Documento CNOGas-04-12, versión 4;



CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL

**PROPUESTA DE REGLAMENTACIÓN DEL PROCESO DE COORDINACIÓN DE
MANTENIMIENTOS E INTERVENCIONES EN INSTALACIONES DE
PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE DEL GAS NATURAL.**

Este documento presenta a consideración del CNOGas el marco conceptual, objetivos alcances, responsables y mecanismos de recolección de información para la coordinación de mantenimientos e intervenciones en el sector del gas natural

DOCUMENTO No.: CNOGAS-01-12, versión 4

CIRCULACIÓN: Consejo Nacional de Operación de Gas Natural CNO gas

CIUDAD Y FECHA: Bogotá D.C., febrero 1 de 2012

Contenido

- 1. **INTRODUCCIÓN** 3
- 2. **OBJETIVOS PARA LA COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS E INTERVENCIONES** 3
- 3. **DEFINICIONES**..... 4
- 4. **ELABORACIÓN Y EJECUCIÓN DEL PAMI** 6
 - 4.1 **CRONOGRAMA DE ELABORACIÓN Y EJECUCIÓN DEL PAM** 6
 - 4.3 **ESTADOS DENTRO DEL PROCESO DE COORDINACIÓN** 8
- 5. **RECOMENDACIONES GENERALES PARA LA COORDINACIÓN** 9
- 6. **GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN** 9
 - 6.1 **INFORMACIÓN A REPORTAR**..... 9
 - 6.2 **RESPONSABLES DEL REPORTE DE LA INFORMACIÓN** 11
 - 6.3 **CARGUE, MANEJO Y PUBLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN** 11
 - 6.4 **POLITICAS DE DIVULGACIÓN DE LA INFORMACIÓN** 11
 - 6.5 **REGISTRO DE ACTIVOS**..... 12
- 7. **ESQUEMA INSTITUCIONAL PARA LA COORDINACIÓN** 12
- REFERENCIAS**..... 12
- ANEXO 1, MIEMBROS DEL COMITÉ TECNICO**..... 13

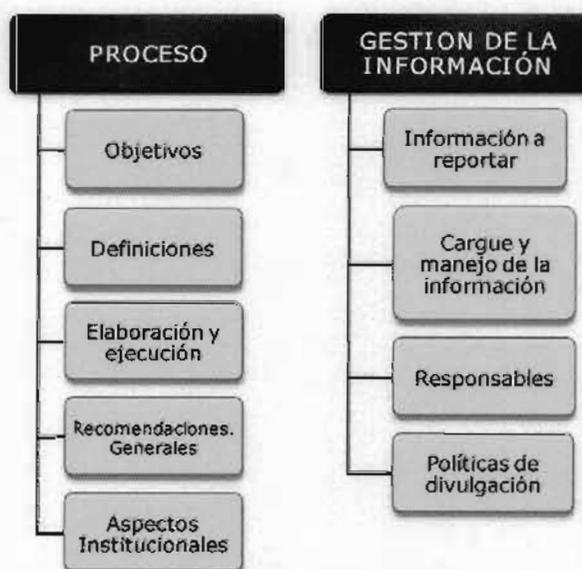
PROPUESTA DE REGLAMENTACIÓN PARA LA COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS E INTERVENCIONES EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL

1. INTRODUCCIÓN

En este documento se presenta una propuesta de reglamentación del proceso de gestión de la información para la coordinación de mantenimientos, expansiones y paradas de emergencia en las actividades de Producción y Transporte del servicio de gas natural.

La propuesta será sometida a consideración de la CREG para que sus elementos sean desarrollados bien sea a través de resoluciones de la Comisión, o mediante Acuerdo y Protocolos Operativos. A continuación se presentan los elementos generales y particulares a ser considerados dentro de la propuesta de reglamentación para la elaboración y ejecución del Plan Anual de Mantenimientos e Intervenciones –PAMI-:

Figura 1, Elementos de la propuesta del PAMI



2. OBJETIVOS PARA LA COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS E INTERVENCIONES

El objetivo general de la coordinación de mantenimientos e intervenciones es minimizar los efectos de las indisponibilidades programadas en la infraestructura de producción y transporte de gas natural sobre la demanda de gas natural. El proceso de coordinación de mantenimientos e intervenciones incluye los siguientes objetivos específicos:

- Armonizar los programas de mantenimiento de Productores y Transportadores de gas natural, con el fin de minimizar el impacto sobre las demandas correspondientes.
- Armonizar el esquema de programación de mantenimientos propuesto para el sector gas con el esquema vigente en el sector eléctrico, con el fin de facilitar la coordinación de los mantenimientos y las intervenciones de ambos sectores y viabilizar la coordinación Gas Electricidad.
- Planear eficientemente los mantenimientos programados y las intervenciones de la infraestructura de producción y transporte de gas natural.
- Divulgar oportunamente a los agentes, la demanda y autoridades correspondientes los resultados de la coordinación y las implicaciones de los mantenimientos y las intervenciones programadas.

3. DEFINICIONES

Para los propósitos del presente documento se adoptan las siguientes definiciones:

- **Comité de Coordinación de Mantenimientos e Intervenciones –COMI-**. Grupo de trabajo de miembros del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural encargado de las labores de coordinación de mantenimientos e intervenciones.
- **Coordinación de Mantenimientos e Intervenciones:** Actividad de asegurar el flujo de información de mantenimientos e intervenciones entre agentes que desarrollan las actividades interdependientes de Producción y Transporte de gas natural, con el objeto de que cada uno de los responsables tomen autónomamente sus decisiones buscando el mejor resultado para la todos los agentes. La coordinación de labores considerará la información relevante del sector eléctrico y de otros consumidores que se consideren necesarios
- **Plan Anual de Mantenimientos e Intervenciones –PAMI-**: Es la programación de los mantenimientos e intervenciones previstas entre el 1º de abril del año n y el 30 de septiembre del año n, y entre el 1 de octubre del año n y el 31 de marzo del año n+1.
- **Mantenimiento Programado:** Es el mantenimiento de instalaciones de Producción y Transporte reportado por los agentes, para ser considerado en el PAMI.
- **Mantenimiento Correctivo:** Es el mantenimiento de instalaciones de Producción y Transporte reportado por los agentes en respuesta a un evento no programado dentro del PAMI. Dentro de los mantenimientos se incluyen intervenciones a campos de producción y gasoductos de transporte que generen impacto en la disponibilidad de gas y que potencialmente puedan afectar la continuidad del servicio.

- **Intervenciones:** Expansiones, Mantenimientos Correctivos o emergencias, pruebas y conexiones que potencialmente tengan un impacto en la continuidad del servicio.
- **Consignación:** Es el procedimiento mediante el cual se informa la indisponibilidad total o parcial de un equipo, una instalación o parte de ella, de una infraestructura de Producción o de Transporte.
- **Consignación de emergencia:** Es el procedimiento mediante el cual se informa de manera inmediata la indisponibilidad intempestiva de un activo o la inminente realización de un mantenimiento y/o la desconexión total o parcial de un equipo, una instalación o parte de ella que haga parte de un sistema de transporte o producción, cuando el estado del mismo ponga en peligro la seguridad de personas, de equipos o del sistema, no pudiéndose cumplir con el procedimiento de programación del mantenimiento respectivo. Las paradas de emergencia dan lugar a consignaciones de emergencia.
- **Intervenciones de Expansión:** Son aquellos trabajos tendientes a incrementar la capacidad existente de transporte o de producción de gas, y que generan restricciones temporales de las capacidades actuales o impactos en la demanda de gas o en la oferta de gas.
- **Intervenciones de Conexión:** Son aquellos trabajos tendientes a incorporar un nuevo agente, un sistema de almacenamiento, un campo de producción o una instalación de importación al Sistema Nacional de Transporte que pueden generar restricciones temporales de las capacidades actuales o impactos en la demanda de gas.
- **Intervenciones para pruebas:** Son aquellos trabajos tendientes a verificar el estado operativo de un activo de Producción o de Transporte.
- **Intervenciones por otras causas:** Hace referencia a aquellas situaciones que tienen impacto en la operación de los sistemas de producción y/o transporte de gas, no imputables a Productores y Transportadores.
- **Parada de Emergencia:** Indisponibilidad en tiempo real de un activo una instalación.
-
- **Registro de eventos:** Es el ingreso en el Sistema de Información de Mantenimientos e Intervenciones -SIMI- del Ente responsable de la prestación del servicio gestión de la información comercial y operativa o quién haga sus veces de cada uno de los mantenimientos e intervenciones resultantes de la armonización y coordinación de mantenimientos realizada por el COMI.
- **Reprogramación de Mantenimientos o Intervenciones:** Modificación de PAMI por una de las siguientes causas: i) adición de un mantenimiento o intervención,

que esté fuera del PAMI; ii) cancelación de un mantenimiento o una intervención registrado en el PAMI; iii) modificación de las fechas o indisponibilidades de capacidad de un mantenimiento o intervención registrado en el PAMI.

4. ELABORACIÓN Y EJECUCIÓN DEL PAMI

Durante el proceso de elaboración y ejecución de las Plan Anual de Mantenimientos e Intervenciones existen los siguientes tipos de consignaciones:

Figura 2, Tipos de consignación en el PAMI

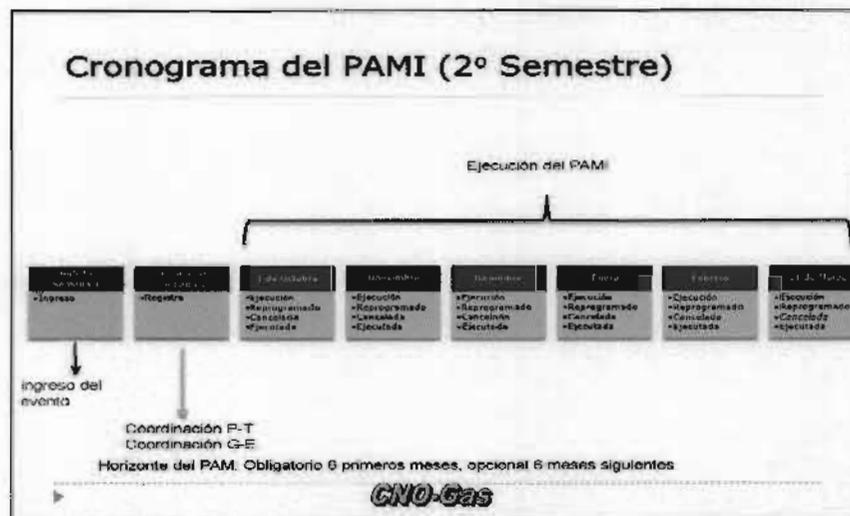
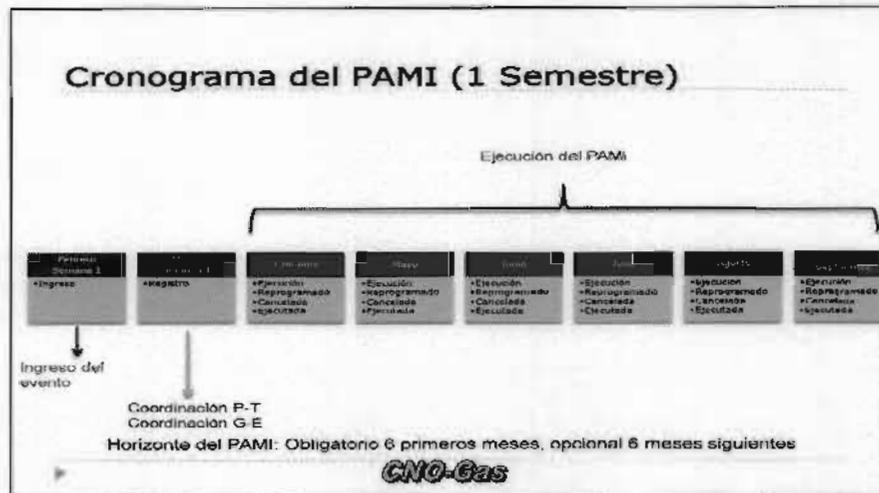
PAMI	Fuera del PAMI	EMERGENCIAS
<ul style="list-style-type: none"> • Mantenimientos Preventivos • Intervenciones <ul style="list-style-type: none"> • Expansión • Conexiones • Pruebas • Otras causas 	<ul style="list-style-type: none"> • Reprogramaciones • Mantenimientos Correctivos 	<ul style="list-style-type: none"> • Paradas de emergencia • Fuerza mayor

4.1 CRONOGRAMA DE ELABORACIÓN Y EJECUCIÓN DEL PAM

La programación de mantenimientos e intervenciones se llevará a cabo entre el 1º de abril del año n y el 30 de septiembre del año n, y entre el 1 de octubre del año n y el 31 de marzo del año n+1. Los programas de mantenimiento de cada agente serán presentadas por los agentes el 1º de marzo y el 1 de octubre de cada año respectivamente. La siguiente figura ilustra el cronograma de elaboración y ejecución del PAMI:



Figura 3, Cronograma de elaboración y ejecución del PAMI



- En la primera semana de los meses de febrero y de agosto de cada año, el CNO Gas convocará reuniones entre los agentes productores y transportadores de gas y a los miembros del COMI, con el objetivo de armonizar previamente los PAMI enviados por los diferentes Agentes. En el PAMI se incluirán los mantenimientos programados y las intervenciones.
- El PAMI tiene resolución horaria y cada evento deberá ser registrado en el Sistema de Información del ente responsable de la prestación del servicio gestión de la información comercial y operativa o quién haga sus veces a más tardar a las 24:00 horas del 1 de marzo y del 1 de Septiembre de cada año. Cualquier modificación que se realice después de las 24:00 horas del 1º de

marzo de cada año o del 1 de Septiembre de cada año, será considerada como modificación del PAMI.

- El PAMI del primer semestre comprende el período 1 de Abril al 30 de Septiembre del año n; el PAMI del segundo semestre del 1 de octubre del año n al 30 de marzo del año n+1. Estos períodos coinciden con los períodos de elaboración del Plan de Mantenimiento del Sector Eléctrico.
- El horizonte del PAMI es de 12 meses contados a partir de la fecha límite de ingreso de la información. Para los primeros 6 meses es obligatorio la inscripción del programa de mantenimiento por parte de las empresas, para el resto del horizonte, 6 meses, dicho registro será opcional.
- A más tardar el 20 de marzo y del 20 de septiembre del año n, el COMI realizará el análisis de los PAMI presentados por cada agente y generará las recomendaciones del caso. Si el COMI considera que no se cumplen los objetivos del proceso de coordinación y/o las recomendaciones generales establecidas en el presente documento, recomendará la reprogramación de un mantenimiento.

4.3 ESTADOS DENTRO DEL PROCESO DE COORDINACIÓN

Un evento de mantenimiento o intervención puede tener algunos de los siguientes estados en el sistema de información que desarrolle el CNO Gas: Ingresado, Registrado, Reprogramado, En ejecución y Ejecutado.

Evento Ingresado: Mantenimiento o Intervención programada que ha sido reportado por el agente y capturado por el Sistema de Información de Mantenimientos e Intervenciones -SIMI-.

Evento Registrado: Mantenimiento o Intervención que ha sido analizada y coordinada por el Comité de Mantenimientos e Intervenciones -COMI- y forma parte del PAMI.

Evento No Registrado: Parada de Emergencia no ingresada al SIMI ni programada en el COMI.

Evento Reprogramado: Mantenimiento o Intervención registrada que forma parte del PAMI y ha sido objeto de adición, cancelación o modificación.

Evento en Ejecución: Mantenimiento o Intervención registrada que forma parte del PAMI que sigue el PAMI establecido.

Evento Ejecutado: Mantenimiento o Intervención registrada que forma parte del PAMI que terminó el período de ejecución.

El COMI iniciará el análisis respectivo, una vez el evento ingresado por el Agente al Sistema de Información del ente responsable de la prestación del servicio de gestión de la información comercial y operativa o quién haga sus veces.

5. RECOMENDACIONES GENERALES PARA LA COORDINACIÓN

Para lograr los objetivos planeados en este documento, se seguirán entre otros las siguientes recomendaciones generales:

- Programar, en lo posible, los trabajos de Alto Impacto los fines de semana y durante los periodos de baja demanda de gas natural.
- Evitar trabajos simultáneos sobre los principales sistemas de producción de gas.
- Incorporar condiciones especiales que se presenten en el sector energético o en el país, que pueden conllevar a la reprogramación de trabajos o a generar situaciones de riesgo.
- Realizar una coordinación continua y garantizar comunicación fluida entre agentes que realizan los trabajos y todos aquellos usuarios potencialmente afectados.
- Distribuir los Mantenimientos e Intervenciones a lo largo del año.
- Diligenciar en forma clara, completa y oportuna los diferentes tipos de consignaciones.
- Comunicar a las autoridades competentes las situaciones que potencialmente puedan comprometer la continuidad del servicio.

6. GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN

La gestión de la Información incluye tanto el contenido y procesamiento de la información de Mantenimientos e Intervenciones, como la definición de los responsables de su suministro, procesamiento y custodia.

6.1 INFORMACIÓN A REPORTAR

La siguiente información se considera de carácter básico y necesario para realizar el análisis y la coordinación de los Mantenimientos e Intervenciones. Cuando no sea diligenciada la totalidad de los datos básicos, será devuelto para subsanar las deficiencias:

- **Empresa solicitante:** Agente que registra la información en el Sistema de Información del ente responsable de la prestación del servicio de gestión de la información comercial y operativa o quién haga sus veces.

- **Sistema de producción o de transporte:** Identificación del sistema de producción o transporte sobre el cual se realizará la intervención
- **Inicio del evento:** Fecha y hora en la cual se hace efectiva la consignación de un equipo o una instalación de Producción o Transporte, y que puede generar una restricción total o parcial de elemento.
- **Fin del evento:** Fecha y hora en el cual se levanta la consignación de un equipo o una instalación de Producción o Transporte, a partir del cual se restablece la capacidad del equipo.
- **Duración:** Período de tiempo comprendido entre el Inicio del Evento y el Fin del Evento reportado.
- **Tipo de trabajo:** Identificación de uno de los siguientes tipos de eventos: Mantenimiento Preventivo, Mantenimiento Correctivo, Intervención de expansión, Intervención de conexión, Pruebas, Parada de Emergencia, Disponibilidad por otras causas.
- **Trabajos a efectuar:** Descripción de los trabajos.
- **Disponibilidad y restricción:** Identificación de la capacidad de suministro de gas para la venta o capacidad de transporte disponible diariamente, así como la restricción diaria por la ejecución del trabajo. Si la disponibilidad o la capacidad varía durante el día, se debe incluir el perfil horario.
- **Identificación del nivel de impacto de los trabajos:** Los trabajos se identificarán con los colores rojo, amarillo o verde dependiendo del nivel de restricción y el sector afectado durante su desarrollo:
 - o Evento de Alto Impacto (Color Rojo): Son eventos que presentan una reducción mayor al 10% de la capacidad de suministro o transporte; o aquellos trabajos en los cuales se prevé se puede afectar demanda nacional.
 - o Eventos de Impacto Medio (Amarillo): Son aquellos eventos que presentan una reducción mayor al 5 % de la capacidad de suministro o transporte; o aquellos trabajos en los cuales puede afectarse la demanda de exportación.
 - o Eventos de Bajo Impacto (Verde): Son aquellos eventos que no presentan restricciones a la atención de la demanda nacional
- **Observaciones generales:** Condiciones especiales del trabajo que deban ser consideradas para la coordinación, y que no hayan sido incluidas en la información anterior.

6.2 RESPONSABLES DEL REPORTE DE LA INFORMACIÓN

La Información a reportar y los agentes responsables del suministro de la misma, es la que se presenta a continuación:

- Mantenimientos e intervenciones en los sistemas de transporte y producción de gas natural: Transportadores y Productores
- Condiciones Anormales de Orden Público –CAOP-, Mantenimientos, trabajos de expansión y emergencias en la infraestructura de generación y transmisión eléctrica, que generen un impacto en el requerimiento de gas del sector eléctrico para generación: CND
- Eventos de indisponibilidad por otras causas: Transportadores y Productores de gas cuyos trabajos impacten la prestación del servicio público de gas natural.
- Mantenimientos de grandes consumidores: Distribuidores y la Andi.

6.3 CARGUE, MANEJO Y PUBLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Hasta tanto la CREG defina el responsable del manejo de la información operacional del sector de gas, el CNO Gas desarrollará el Sistema de Información de Mantenimientos e Intervenciones –SIMI- requerido para permitir el cargue, manejo y publicación de la información.

6.4 POLITICAS DE DIVULGACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Por razones de seguridad energética y de orden público se considera necesario establecer el alcance de la divulgación de la información de Mantenimientos e Intervenciones de acuerdo con los siguientes parámetros:

- Acceso a información primaria de eventos reportados al SIMI por productores y transportadores: Productores y Transportadores de gas natural.
- Acceso a información agregada de tipo cuantitativo: Agentes del sector y consumidores.

6.5 REGISTRO DE ACTIVOS

Los Agentes Transportadores y Productores efectuarán el registro de los activos de producción y de transporte con el objeto de que cada uno tenga la información relevante para la coordinación de mantenimientos y un código que los permita identificar en forma precisa y exclusiva. Dicho registro contendrá la información relevante del activo, tal como función, capacidad, vínculos topológicos, propietario y operador responsable. Para el registro de activos el CNOGas desarrollará los protocolos correspondientes.

7. ESQUEMA INSTITUCIONAL PARA LA COORDINACIÓN

La coordinación de mantenimientos e intervenciones de producción y transporte será realizada por el Comité de Coordinación de Mantenimientos e Intervenciones – COMI-, el cual se nutrirá de la información primaria generada por Productores y Transportadores de gas natural y por el Plan de Mantenimientos de generación transmisión del sector eléctrico que consolida el CND, miembro del Consejo.

En aquellos casos donde se presenten dificultades para la coordinación de mantenimientos entre el sector eléctrico y el sector de gas natural, el asunto se llevará a consideración de la CACSSE o quien haga sus veces.

REFERENCIAS

XM S.A. (2011), "*Gestión de Mantenimientos en el sector eléctrico*", Presentación en Power Point, Reunión Consejo Nacional de Operación de Gas Natural No. 87.

ANEXO 1, MIEMBROS DEL COMITÉ TÉCNICO

Reunión No. 1

Fecha: 27 de julio de 2011
 Lugar: Sala de reuniones Torre 26, Bogotá D.C.

Asistentes:	Felipe Villegas	CREG
	Johana Castaño	SSPD
	Ever Maya	EPM
	Julio Cesar Mejía	EPM
	Carlos Andrés Cano	XM
	Jorge Linero	PRE
	Omar Ceballos	CHEVRON
	Germán Ricardo Gómez	CHEVRON
	Omar Niebles	GECELCA
	Carolina Palacio	GECELCA
	Alejandro Villalba	PROMIGAS
	Ricardo Stand	PROMIGAS
	Pámela Peña	GAS NATURAL
	Edwin Cruz	GAS NATURAL
	Fernando Vargas	TGI
	Gimena Hernández	ECOPETROL
	Jairo Agudelo	PRE
	Ricardo Ramírez	CNOGAS
	José Gregorio Ramírez	TGI
	Daniel Romero	ANDI
	Helena Guayara	UPME

Reunión No. 2

Fecha: 31 de agosto de 2011
 Lugar: Sala de reuniones Torre 26, Bogotá D.C.

Asistentes:	Edgar Medina	EQUION
	Felipe Villegas	CREG
	Luis Alberto Esguerra	SSPD
	Ever Maya	EPM
	Julio Cesar Mejía	EPM
	Carlos Andrés Cano	XM
	Jorge Linero	PRE
	Omar Ceballos	CHEVRON
	Omar Niebles	GECELCA
	Alejandro Villalba	PROMIGAS
	Ricardo Stand	PROMIGAS
	Pámela Peña	GAS NATURAL
	Edwin Cruz	GAS NATURAL
	Fernando Vargas	TGI
	Gimena Hernández	ECOPETROL
	Jairo Agudelo	PRE
	Ricardo Ramírez	CNOGAS

Reunión No. 2

Fecha:	1 de diciembre de 2011	
Lugar:	Sala de reuniones Torre 26, Bogotá D.C.	
Asistentes:	Jose Darío Martínez	GDO
	Fernando Vargas	TGI
	Carlos Andrés Cano	XM
	Gimena Hernández	ECOPETROL
	Julio Cesar Medina	EPM
	Omar Niebles	GECELCA
	Ricardo Stand	PROMIGAS
	Alejandro Villalba	PROMIGAS
	Jairo Agudelo	PRE
	Felipe Santos	ANDI
	Edwin Cruz	GAS NATURAL
	John Jairo Contreras	GAS NATURAL
	Sandra Leyva	UPME
	Edgar Medina	EQUION
	Mercedes Rodríguez	CHEVRON
	Ricardo Ramírez	CNOGAS

ANEXO 4

Protocolo "*Registro de activos y eventos*".
1 de febrero de 2012;

 CNO Gas Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Protocolo para Registro de Eventos y Activos	P – 0x –2012 Febrero1 de 2012
---	---	----------------------------------

PROTOCOLO No. 0x de 2012

“Registro de Eventos y Activos”

Contenido

1.	OBJETIVOS	2
2.	AMBITO DE APLICACIÓN	2
3.	INFORMACIÓN DEL REGISTRO TIPO DE ACTIVOS DE PRODUCCIÓN	2
4.	INFORMACIÓN DEL REGISTRO TIPO DE ACTIVOS DE TRANSPORTE	3
5.	INFORMACIÓN DEL REGISTRO TIPO DE EVENTOS	4
6.	DEFINICIONES DE LOS DIFERENTES CAMPOS DE LOS REGISTROS TIPO ¡Error! Marcador no definido.	

Fecha de aprobación:	1 Febrero de 2011
No. reunión CNOGas	
Presidente:	
Asesor Jurídico:	NPG
Secretario Técnico:	RRC

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Protocolo para Registro de Eventos y Activos	P – 01 – 2012 Febrero 1 de 2012
---	---	------------------------------------

1. OBJETIVOS

Establecer los requerimientos de información para el ingreso de eventos y el registro de activos de Producción y Transporte al Sistema de Información de Mantenimientos e Intervenciones –SIMI- que servirá para la Coordinación de Mantenimientos e Intervenciones del sector.

2. AMBITO DE APLICACIÓN

El presente acuerdo rige para todos los Productores y Transportadores del servicio público domiciliario de gas natural.

3. INFORMACIÓN DEL REGISTRO TIPO DE ACTIVOS DE PRODUCCIÓN

Tabla 1. Registro Tipo de Activos de Producción.

Código del activo	Empresa: actividad: componente: consecutivo
Empresa:	
Componente:	
Punto de Entrada:	
Campo:	
Descripción:	
Capacidad Máxima (GBTUD):	
Propietario:	
Operador:	

Los componentes podrán incluir los siguientes elementos:

- Campo:
- Planta de Deshidratación:
- Planta de Endulzamiento:
- Conexión:
- Compresión de Producción:
- Sistema de Control:
- Otros:

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Protocolo para Registro de Eventos y Activos	P – 01 – 2012 Febrero 1 de 2012
---	---	------------------------------------

4. INFORMACIÓN DEL REGISTRO TIPO DE ACTIVOS DE TRANSPORTE

Tabla 2. Registro Tipo de Activos de Transporte.

GASODUCTOS	
Código del activo	Empresa: actividad: componente: consecutivo
Empresa:	
Longitud:	
Diámetros:	
Capacidad Máxima de Transporte (MPCD):	
Máxima Presión de Operación Permisible:	
Tramo regulatorio:	
Propietario	
Operador:	
OTROS COMPONENTES	
Código del activo	Empresa: actividad: componente: consecutivo
Empresa:	
Componente:	
Capacidad Máxima (MPCD):	
Máxima Presión de Operación Permisible:	
Tramo regulatorio de ubicación:	
Propietario	
Operador:	

Los otros componentes distintos a tramos de gasoductos, podrán incluir los siguientes elementos:

- Estación de Compresión:
- Loops:
- Variante:
- Válvula:

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Protocolo para Registro de Eventos y Activos	P - 01 - 2012 Febrero 1 de 2012
---	---	------------------------------------

5. INFORMACIÓN DEL REGISTRO TIPO DE EVENTOS

Tabla 3. Registro Tipo de Mantenimientos e Intervenciones en Producción y Transporte.

Activo Programado:	Empresa: Actividad: Componente	Producción: Campo: Planta de Deshidratación: Planta de Endulzamiento: Conexión: Compresión de Producción: Sistema de Control: Otros: Transporte: Tramo regulatorio de gasoducto: Estación de Compresión: Loops: Variante: Válvula:	
	Descripción:		
Código del activo	Empresa:actividad:componente:consecutivo		
Tipo de evento	Programados en PAMI	Mantenimiento Preventivo Intervención de Expansión Intervención de Conexión Intervención para Pruebas Otras intervenciones	
	Fuera de PAMI	Mantenimiento Correctivo Reprogramación	
	Emergencias:	Paradas de Emergencia Fuerza Mayor	
	Breve descripción del evento:		
Inicio del evento:	dd/mm/yyyy	hh:mm	
Fin del Evento:	dd/mm/yyyy	hh:mm	MPC o MBTU
Restricción estimada:	dd/mm/yyyy	hh:mm	
		hh:mm	
Fecha del reporte:	dd/mm/yyyy		

ANEXO 5

"Comunicaciones operativas en situación de Racionamiento Programado, Insalvable Restricción de Oferta, Situación de Grave Emergencia o de riesgo de desabastecimiento" 9 de marzo de 2012

 CNO-Gas Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Comunicaciones operativas en situación de Racionamiento Programado, Insalvable Restricción de Oferta, Situación de Grave Emergencia o de riesgo de desabastecimiento	P - 01 - 2012 Marzo de 2012
---	---	--

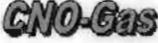
PROTOCOLO No. 01 de 2012

“Comunicaciones operativas en situación de Racionamiento Programado, Insalvable Restricción de Oferta, Situación de Grave Emergencia o de riesgo de desabastecimiento”

Contenido

1.	OBJETIVOS.....	2
2.	AMBITO DE APLICACIÓN.....	2
3.	INSTRUMENTOS.....	3
3.1	Balance Diario de Gas Natural.....	3
3.2	Disponibilidad de suministro y transporte de gas natural.....	4
3.3	Reporte de avance del evento.....	4
3.4	Teleconferencias de coordinación.....	5
	Anexo 1, Lineamientos generales para la realización de Teleconferencias.....	6

Fecha de aprobación:	9 de Marzo de 2012	
No. reunión CNOGas	093	
Presidente:	Julio Cesar Vera	
Asesor Jurídico:	Nora Palomo García	
Secretario Técnico:	Ricardo Ramírez Carrero	

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Protocolo de comunicaciones operativas en situación de Racionamiento Programado Insalvable Restricción de Oferta, Situación de Grave Emergencia o de riesgo de desabastecimiento	P – 01 – 2012 Marzo 9 de 2012
---	---	----------------------------------

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, de conformidad con lo establecido en la Ley 401 de 1997 y en el Artículo 21 del Decreto 2100 de 2010 y considerando:

- a) Que el presente acuerdo fue sometido a consulta pública por un período superior a los 30 días, según lo establecido en la reunión No. 088 del CNOGas;
- b) Que mediante comunicación CREG S-2011-009596 del 20 de diciembre de 2011 la Comisión de Regulación de Energía y Gas consideró necesario consolidar información relativa a la disponibilidad de suministro de gas y de capacidad de transporte para cada día del evento, determinar el origen de la restricción e identificar claramente los usuarios que tendrán asignación de gas;
- c) Que en la comunicación arriba señalada la CREG consideró que en situaciones de Racionamiento Programado se debe contar con información no solo de Productores y Transportadores sino de Distribuidores-Comercializadores y Comercializadores.
- d) Que la CREG considera que la información anterior debe publicarse en la página de internet del CNOGas, debe ser de acceso libre al público y debe incluir: Disponibilidad de gas y transporte; Nominaciones y asignaciones; Balance Diario.
- e) Que el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural en la reunión No. 093 del 9 de marzo de 2012 aprobó el presente Protocolo.

1. OBJETIVOS

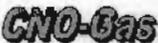
Establecer el protocolo de comunicaciones operativas entre empresas del sector en situación de Racionamiento Programado, Insalvable Restricción en la Oferta o Situación de Grave Emergencia o de riesgo de desabastecimiento, en desarrollo de las facultades establecidas en el Artículo 21 del Decreto 2100 de 2011.

El protocolo de comunicaciones operativas en las situaciones descritas tiene como objeto: i) facilitar el flujo de información y la coordinación de la operación de las actividades de Producción, Transporte y Distribución de gas natural; ii) facilitar el flujo de información y la coordinación de la operación Gas - Electricidad; y iii) informar en forma oportuna, precisa y objetiva la evolución de los eventos a autoridades y agentes.

El presente protocolo fue sometido a consulta pública por un período superior a los 30 días, según lo establecido en la reunión No. 088 del CNOGas.

2. AMBITO DE APLICACIÓN

El presente protocolo rige para los agentes que participen en los procesos de comunicación y coordinación y para el ente encargado de la prestación del servicio de gestión de información operativa y comercial, o quién haga sus veces y para.

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Protocolo de comunicaciones operativas en situación de Racionamiento Programado Insalvable Restricción de Oferta, Situación de Grave Emergencia o de riesgo de desabastecimiento	P – 01 – 2012 Marzo 9 de 2012
---	---	----------------------------------

3. INSTRUMENTOS

Para alcanzar los objetivos planteados, en situación de Racionamiento Programado, Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia se dispondrá de los Instrumentos que se relacionan a continuación, en los cuales se establecen contenidos, procedimientos de divulgación, frecuencia de reporte y destinatarios de la información correspondiente:

- Balance diario de gas natural
- Disponibilidad de suministro y transporte de gas natural
- Nominaciones y asignaciones de suministro, transporte y distribución de gas natural
- Reportes de avance del evento
- Teleconferencias de coordinación
- Teleconferencias extraordinarias de coordinación.

En situaciones donde exista riesgo de desabastecimiento el Comité de Coordinación de Mantenimientos e Intervenciones -COMI-, o quien haga sus veces, decidirá los instrumentos que se utilizarán.

3.1 Balance Diario de Gas Natural

Objetivo: Determinación diaria del balance de oferta y demanda de gas natural con base en las nominaciones y asignaciones de Suministro, Transporte y Distribución aprobadas para cada sector de consumo por parte de Productores, Transportadores y Distribuidores respectivamente.

Responsables: El CNOGas o quién sea encargado del servicio de gestión de información elaborará los balances diarios de acuerdo con la información de nominaciones y asignaciones enviada por los Productores, Transportadores, Distribuidores y Comercializadores que participan en la coordinación de la operación durante el evento según formatos que definirá el CNOGas los cuales deben permitir identificar el origen de la restricción así como los usuarios y sectores de consumo que tendrán asignación de gas. Los balances de gas natural deberán elaborarse en unidades de energía teniendo en cuenta la diferencia de poder calorífico que se presenta en los diferentes campos de Producción.

Frecuencia del reporte: Diaria hasta el levantamiento del Racionamiento Programado, la solución de la Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o la solución de la Situación de Grave Emergencia.

Hora de publicación y envío del reporte: 8:00 horas del Día de Gas.

Medio de Divulgación: Correo Electrónico al Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y miembros del CNOGas. Publicación en la página web del CNOGas o del ente encargado de la prestación del servicio de gestión de información.

Contenido del Reporte: Nominaciones y asignaciones de suministro y transporte aprobadas por productores y transportadores respectivamente.

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Protocolo de comunicaciones operativas en situación de Racionamiento Programado Insalvable Restricción de Oferta, Situación de Grave Emergencia o de riesgo de desabastecimiento	P – 01 – 2012 Marzo 9 de 2012
---	---	----------------------------------

3.2 Disponibilidad de suministro y transporte de gas natural

Objetivo: Divulgación diaria de la capacidad de suministro y transporte por parte de los Productores y Transportadores involucrados en el Racionamiento Programado, la Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o la Situación de Grave Emergencia.

Responsables: Los Productores y Transportadores informarán diariamente al CNOGas o quién sea encargado del servicio de gestión de información, la capacidad de la infraestructura de Producción y Transporte disponible para atender el evento correspondiente según los formatos que definirá el CNOGas.

Frecuencia del reporte: Diaria hasta el levantamiento del Racionamiento Programado o el de riesgo de desabastecimiento.

Hora de publicación y envío del reporte: 9:00 horas del Día de Gas

Medio de Divulgación: Correo Electrónico al Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y miembros del CNOGas. Publicación en la página web del CNOGas o del ente encargado de la prestación del servicio de gestión de información.

Contenido del Reporte: Capacidades de Suministro y Transporte de productores y transportadores respectivamente.

3.3 Reporte de avance del evento

Objetivo: Divulgación diaria del avance de las principales actividades encaminadas a superar el Racionamiento Programado, la Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o la Situación de Grave Emergencia.

Responsables: El Productor o Transportador responsable de la infraestructura de Producción o de Transporte que genera el las situaciones señaladas.

Frecuencia del reporte: Diaria hasta la finalización de las actividades que levantan el Racionamiento Programado, la Insalvable Restricción en la Oferta o la Situación de Grave Emergencia. Este instrumento debe mantenerse hasta el momento en que el operador de la infraestructura de producción o de transporte que genera la restricción, informe de la finalización de la misma y la normalización de las condiciones de operación.

Hora de publicación y envío del reporte: 9:00 horas del Día de Gas.

Medio de Divulgación: Correo Electrónico al Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y miembros del CNOGas. Publicación en la página web del CNOGas o del ente encargado de la prestación del servicio de gestión de información.

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Protocolo de comunicaciones operativas en situación de Racionamiento Programado Insalvable Restricción de Oferta, Situación de Grave Emergencia o de riesgo de desabastecimiento	P – 01 – 2012 Marzo 9 de 2012
---	---	----------------------------------

Contenido del Reporte: Divulgación en forma concisa, precisa y objetiva del avance de actividades frente al cronograma original. El reporte contendrá también las novedades que modifiquen el cronograma establecido.

3.4 Teleconferencias de coordinación

Con el objeto de facilitar las labores de coordinación operativa se llevarán a cabo las Teleconferencias que el Comité de Intervenciones o Mantenimientos –COMI- o quien haga sus veces, considere necesarias.

Objetivo: Facilitar el flujo de información y la coordinación de operación de las actividades de Producción, Transporte y Distribución, así como el flujo de información y la coordinación de operación entre los operadores de infraestructura de gas natural y el Operador del sector eléctrico. La información de esta teleconferencia podrá servir de insumo para que las autoridades del sector y las empresas del sector informen a la opinión pública.

Responsables: Agentes responsables de la infraestructura de Producción, Transporte y Distribución involucrados en el evento. Si el Comité de Coordinación de Mantenimientos y Operaciones –COMI- o quien haga sus veces lo considera conveniente podrán participar empresas distribuidoras, grandes consumidores o terceros que a juicio del COMI contribuyan a la coordinación operativa. El Anexo 2 incluye el formato de asistencia correspondiente.

Frecuencia de la teleconferencia: La que determine el COMI hasta la finalización de las actividades que levantan la restricción.

Hora de realización: La acordarán los miembros del COMI en cada Teleconferencia

Medio de Divulgación: Teleconferencia virtual a través del medio de Comunicación que se describe en el Anexo 1.

Ayuda Memoria de la Teleconferencia: El Agente Involucrado en el levantamiento del Racionamiento Programado, Insalvable Restricción en la Oferta de Gas Natural o Situación de Grave Emergencia elaborará diariamente una ayuda memoria de la reunión que será publicada en la página web del Consejo, con acceso restringido a los miembros del Consejo, las empresas del servicio público de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, el CNO eléctrico y demás empresas o entidades que autorice el COMI.

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	Protocolo de comunicaciones operativas en situación de Racionamiento Programado Insalvable Restricción de Oferta, Situación de Grave Emergencia o de riesgo de desabastecimiento	P - 01 - 2012 Marzo 9 de 2012
---	---	----------------------------------

Anexo 1, Lineamientos generales para la realización de Teleconferencias

La Teleconferencia o conferencia telefónica hace uso de un enlace a través de líneas de telefonía o de otro medio idóneo de comunicación contratado por del CNOGas, según los siguientes lineamientos:

- En cada Teleconferencia el Secretario Técnico del CNOGas elaborará la correspondiente invitación e impartirá las instrucciones y claves de seguridad para el ingreso.
- Los participantes de cada empresa deberán identificarse plenamente y dispondrán solamente de una línea telefónica.
- Los participantes de cada Teleconferencia asegurarán el manejo confidencial y seguro de la información divulgada en la Teleconferencia.
- El acceso a este sistema de comunicaciones es de uso restringido a los Agentes que haya decidido invitar el COMI a través del Secretario Técnico del CNOGas.
- El CNOGas podrá incorporar los elementos de seguridad, trazabilidad, registro y confidencialidad que considere conveniente.