



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**RESULTADO DEL PROCEDIMIENTO DE
CONSULTA DE LA RESOLUCIÓN CREG 081
DE 2011**

DOCUMENTO CREG-093
25 de agosto de 2011

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y**

Contenido

1. ANTECEDENTES.....	6
2. ESQUEMA DE COMERCIALIZACIÓN.....	6
2.1. Oferta de la Producción Total Disponible para la Venta en Firme – Oferta de PTDVF y Publicación de los Contratos de Transporte.....	8
2.2. Solicitudes de Compra.....	8
2.3. Comparación de la Oferta de PTDVF y las Solicitudes de Compra.....	9
2.4. Negociación Bilateral.....	10
2.5. Subasta.....	12
2.6. Preasignación y Asignación de la Oferta de PTDV asociada a Puntos de Entrada del SNT con precios máximos regulados.....	12
2.7. Intercambio de contratos de suministro.....	14
2.8. Contratos de Suministro bajo la modalidad interrumpible.....	14
3. ABOGACÍA DE LA COMPETENCIA (Ley 1340 de 2009).....	14
4. MATRIZ DE RESPUESTA COMENTARIOS PERÍODO DE CONSULTA.....	14

RESULTADO DEL PROCEDIMIENTO DE CONSULTA A LA RESOLUCIÓN CREG 081 DE 2011

1. ANTECEDENTES

La Comisión expidió la Resolución CREG 081 de 2011, que contiene el proyecto de resolución por medio de la cual se ajusta la Resolución CREG 095 de 2008, modificada por las Resoluciones CREG 045 y 147 de 2009, conforme a lo establecido en el Decreto 2100 de 2011, para comentarios de los agentes.

Durante el período de consulta se recibieron comentarios de las siguientes empresas y gremios:

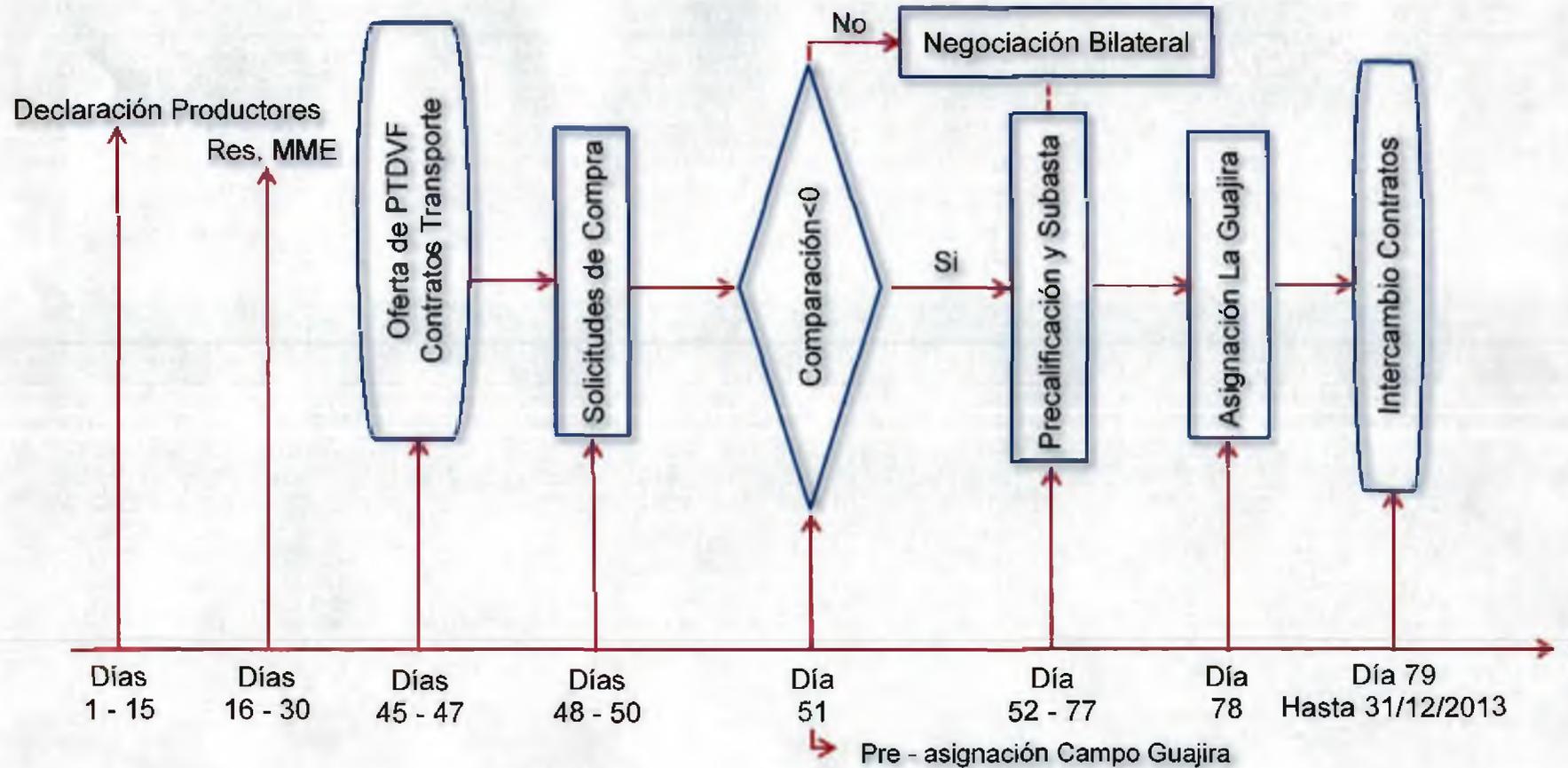
Empresa o Gremio	Radicado CREG No.
NATURGAS	E-2011-006371
DINAGAS	E-2011-006422
ISAGEN	E-2011-006547
MADIGAS	E-2011-006566
COSENIT	E-2011-006569
TGI	E-2011-006577
ACP	E-2011-006578
GAS NATURAL FENOSA	E-2011-006579
ANDI	E-2011-006585
EPM	E-2011-006589
ECOPETROL	E-2011-006590
GAZEL	E-2011-006594
ACOLGEN	E-2011-006595
GECELCA	E-2011-006596
CHEC	E-2011-006597
ANDEG	E-2011-006598
ANDESCO	E-2011-006599
GAS MERIDIONAL	E-2011-006602
COLINVERSIONES	E-2011-006603

Extemporáneamente se recibieron comunicaciones del CNO Eléctrico y de CONCENTRA.

2. ESQUEMA DE COMERCIALIZACIÓN

A partir de los comentarios recibidos durante el período de consulta de la Resolución CREG 081 de 2011, se han modificado algunas actividades para efecto del período de comercialización, tal y como se presenta en el gráfico siguiente.

Diagrama de Flujo Mecanismos de Comercialización de Gas Natural para Suministro en Firme





2.1. Oferta de la Producción Total Disponible para la Venta en Firme – Oferta de PTDFV y Publicación de los Contratos de Transporte

Entre el día 45 y 47 del período de comercialización, los productores comercializadores deberán declarar la Oferta de PTDFV de acuerdo con el formato que a continuación se presenta:

Oferta de PTDFV				
Punto de Entrada al SNT	Vendedor	Modalidad Contractual	2012	2013
			Q_{2012}^O GBTUD	Q_{2013}^O GBTUD

Adicionalmente los transportadores deberán declarar la información relacionada con los contratos vigentes de transporte de acuerdo con el formato que a continuación se presenta:

Transportador:					
Remitente	Capacidad Contratada Firme (KPCD)	Tramos Contratados	Fecha Inicio (DD-MM-YY)	Fecha Terminación (DD-MM-YY)	Tipo Demanda

Esta información deberá estar publicada en la página de internet del CNO – Gas a más tardar el día 33. Los Productores - Comercializadores deberán ordenar la Oferta de PTDFV por Punto de Entrada al SNT, Vendedor y Modalidad Contractual, de tal forma que no existan Ofertas de PTDFV de distintos vendedores, pero que inyectan el gas en el mismo Punto de Entrada al SNT, dispersas en el bloque de información asociado a este parámetro.

2.2. Solicitudes de Compra

Entre el día 48 y 50, los agentes compradores deberán declarar la Solicitud de Compra a los Productores Comercializadores de acuerdo con el formato que a continuación se presenta:

Solicitudes de Compra						
Punto de Entrada al SNT	Comprador	Modalidad Contractual	Contrato Vigente?	Tipo Demanda	2012	2013
					Q_{2012}^D GBTUD	Q_{2013}^D GBTUD

Donde,
 Punto de Entrada al SNT, corresponde al punto de inyección de gas proveniente de un campo de gas natural
 Comprador, corresponde al nombre del Agente que presenta la Solicitud de Compra

Modalidad Contractual, corresponde al tipo de contrato en firme: Contrato Take or Pay, Contrato de Firmeza Condicionada u Opción de Compra de Gas (OCG) Contrato Vigente? Aplica a las Solicitudes de Compra en Puntos de Entrada al SNT a los cuales les aplica Precios Máximos Regulados. La respuesta debe ser sí o no, dependiendo si existe un contrato vigente de suministro de gas natural.

Q_t^p es la cantidad demandada, por modalidad contractual, para los años 2012 y 2013.

Las cantidades de gas declaradas en las Solicitudes de Compra sólo podrán mantenerse o disminuirse a lo largo del período de comercialización. Adicionalmente, si la producción inyectada en el mismo Punto de Entrada del SNT corresponde a distintos Productores Comercializadores, los agentes compradores deberán enviar la Solicitud Compra a uno sólo de ellos.

Los Productores – Comercializadores deberán publicar la información ordenada por punto de entrada al SNT y modalidad contractual en la página del CNO Gas, de tal forma que no existan Solicitudes de Compra dispersas en el bloque de información asociado a este parámetro.

2.3. Comparación de la Oferta de PTDF y las Solicitudes de Compra

Los Productores Comercializadores realizarán el ejercicio de comparación entra la Oferta de PTDF y las Solicitudes de Compra, por punto de entrada y modalidad contractual, de acuerdo con el cuadro que se presenta a continuación:

Punto de entrada SNT	Años	Modalidad Contractual	2012		2013		Mecanismo Comercialización
			$\sum_{p=1}^P OPTDF_p$	$\sum_{c=1}^C SC_c$	$\sum_{p=1}^P OPTDF_p - \sum_{c=1}^C SC_c$	$\sum_{p=1}^P OPTDF_p - \sum_{c=1}^C SC_c$	
X		Take or Pay	0	0	0	0	0 Negociación Bilateral o Subasta
X		OCG	0	0	0	0	0 Negociación Bilateral o Subasta
X		Firmeza Condicionada	0	0	0	0	0 Negociación Bilateral o Subasta
Y		Take or Pay	0	0	0	0	0 Negociación Bilateral o Subasta
Y		OCG	0	0	0	0	0 Negociación Bilateral o Subasta
Y		Firmeza Condicionada	0	0	0	0	0 Negociación Bilateral o Subasta
Z		Take or Pay	0	0	0	0	0 Negociación Bilateral o Subasta
Z		OCG	0	0	0	0	0 Negociación Bilateral o Subasta
Z		Firmeza Condicionada	0	0	0	0	0 Negociación Bilateral o Subasta

Donde,

$\sum_{p=1}^P OPTDF_p$, es la sumatoria de la Oferta de PTDF declarada en cada modalidad contractual, por cada uno de los Productores Comercializadores (p) y cuya producción es inyectada en el mismo Punto de Entrada al SNT

$\sum_{c=1}^C SC_c$, es la sumatoria de las cantidades de gas solicitadas por cada uno de los potenciales compradores (c) en cada modalidad contractual y cuya entrega está referenciada al mismo Punto de Entrada del SNT.

$\sum_{p=1}^P OPTDF_p - \sum_{c=1}^C SC_c$, es el ejercicio de comparación de la Oferta de PTDF y las Solicitudes de Compra, en cada Modalidad Contractual y por cada Punto de Entrada del SNT. Si $\sum_{p=1}^P OPTDF_p - \sum_{c=1}^C SC_c \geq 0$, para ambos años (2012 y 2013), el mecanismo de comercialización que debe implementar el Productor Comercializador es la Negociación Bilateral. Si $\sum_{p=1}^P OPTDF_p - \sum_{c=1}^C SC_c < 0$, para alguno de los años

(2012 ó 2013) o para ambos años (2012 y 2013), el mecanismo de comercialización que debe implementar el Productor Comercializador es la realización de una Subasta.

2.4. Negociación Bilateral

Cuando como resultado de la actividad de comparación de la Oferta de PTDFV y las Solicitudes de Compra, los Productores Comercializadores puedan implementar la Negociación Bilateral para efecto de comercializar la Oferta de PTDFV de la respectiva modalidad contractual, deberán observar lo siguiente:

- Cuando la Oferta de PTDFV inyectada en un mismo Punto de Entrada del SNT corresponda a varios Productores Comercializadores, los agentes compradores podrán negociar con cualquiera Productor Comercializador las cantidades de gas declaradas en la Solicitud de Compra, a pesar que la Solicitud de Compra haya sido presentada a uno solo de ellos.
- Cuando la Oferta de PTDFV inyectada en un mismo Punto de Entrada del SNT corresponda a varios Productores Comercializadores, los agentes compradores podrán suscribir contratos por cantidades parciales con cada Productor Comercializador, siempre y cuando la suma de dichas cantidades no sean mayores a las cantidades totales declaradas en la Solicitud de Compra.
- Si durante los días 40 a 65, y como producto de la negociación, los agentes compradores y Productores Comercializadores, celebran un contrato de suministro en firme, éste deberá ser publicado, por el Productor Comercializador, en la página de internet del CNO Gas, utilizando los siguientes formatos:

- Balance Diario

Se deberá actualizar la información de Balance Diario en tiempo real, dentro de los horarios marco definidos en la Resolución, con el fin que los agentes compradores tengan la información acerca de las cantidades no comprometidas durante y después del período de comercialización. El formato que contendrá la información asociada al Balance Diario, será la siguiente:

Punto de Entrada al SNT	Modalidad Contractual	Q ₂₀₁₂	Q ₂₀₁₃
X	Take or Pay		
X	Firmeza Condicionada		
X	OCG		
Y	Take or Pay		
Y	Firmeza Condicionada		
Y	OCG		
Z	Take or Pay		
Z	Firmeza Condicionada		
Z	OCG		

Donde,

Punto de Entrada al SNT, corresponde al punto de inyección de gas proveniente de un campo de gas natural.

Modalidad Contractual, corresponde al tipo de contrato en firme: Contrato Take or Pay, Contrato de Firmeza Condicionada u Opción de Compra de Gas (OCG)

$$Q_t = Q_t^{OPTDVF_{MC}} - Q_t^D$$

$Q_t^{OPTDVF_{MC}}$, corresponde a la Oferta de PTDFV por la modalidad contractual MC

Q_t^D , corresponde a las cantidades comprometidas en contratos de suministro en firme celebrados durante el período de comercialización.

$t = 2012 - 2013$

- Resultado del Mecanismo de Comercialización – Negociación Bilateral

El reporte de cada uno de los contratos celebrados durante el período de comercialización y posterior a éste, cuando resulten de un proceso de Negociación Bilateral deberá ser publicado por el Productor Comercializador en la página del CNO Gas, de acuerdo al siguiente formato:

Resultado del Proceso de Comercialización					
Punto de Entrada al SNT	Tipo Demanda	Modalidad Contractual	% ToP	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$/MBTU)

Donde,

Punto de Entrada al SNT, corresponde al punto de inyección de gas proveniente de un campo de gas natural.

Tipo de Demanda, corresponde a: Regulada, Transporte (Compresores), Industrial, Gas Natural Vehicular Comprimido, Plantas de Generación Térmica, Exportaciones;

Modalidad Contractual, corresponde al tipo de contrato en firme: Contrato Take or Pay, Contrato de Firmeza Condicionada u Opción de Compra de Gas (OCG);

% ToP, corresponde al porcentaje de Take or Pay, cuando aplique.

Precio corresponde a:

- US\$/MBTU cuando sean contratos Take or Pay o de Firmeza Condicionada.
- Para los contratos OCG, se deberá publicar el valor de la Prima y el Precio de Suministro (Prima/Precio Suministro).
- Si los contratos resultantes tiene como propósito la atención de diferentes Tipos de Demanda, el precio que se publicará en el formato, será el resultado de aplicar el promedio de los precios indicados en el contrato, ponderado por cantidades.

2.5. Subasta

Cuando como resultado de la actividad de comparación de la Oferta de PTDFV y las Solicitudes de Compra, los Productores Comercializadores deban implementar una Subasta para la comercialización de la Oferta de PTDFV de la respectiva modalidad contractual, éstos deberán publicar los resultados de la misma, en la página de internet del CNO Gas, de acuerdo con el siguiente formato:

Resultado del Proceso de Comercialización					
Punto de Entrada al SNT	Tipo Demanda	Modalidad Contractual	% ToP	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$/MBTU)

Donde,

Punto de Entrada al SNT, corresponde al punto de inyección de gas proveniente de un campo de gas natural.

Tipo de Demanda, corresponde a: Regulada, Transporte (Compresores), Industrial, Gas Natural Vehicular Comprimido, Plantas de Generación Térmica, Exportaciones;

Modalidad Contractual, corresponde al tipo de contrato en firme: Contrato Take or Pay, Contrato de Firmeza Condicionada u Opción de Compra de Gas (OCG);

% ToP, corresponde al porcentaje de Take or Pay, cuando aplique.

Precio corresponde a:

US\$/MBTU cuando sean contratos Take or Pay o de Firmeza Condicionada.

Para los contratos OCG, se deberá publicar el valor de la Prima y el Precio de Suministro (Prima/Precio Suministro).

2.6. Preasignación y Asignación de la Oferta de PTDFV asociada a Puntos de Entrada del SNT con precios máximos regulados

El día 51 del período de comercialización, la Oferta de PTDFV asociada a Puntos de Entrada del SNT con precio máximo regulado, deberá ser preasignada por los Productores Comercializadores de acuerdo con lo establecido en el artículo 32 del Decreto 2100 de 2011. Para la realización de esta actividad se deberá observar lo siguiente:

- Los agentes compradores que realicen Solicitudes de Compra bajo la modalidad contractual de Firmeza Condicionada u Opciones de Compra de Gas, y cuyas partes incluyan agentes que estén en rangos de prioridad inferiores, estarán Preasignados por el agente con el rango de prioridad más alto. Lo anterior aplica únicamente a agentes que no requieran contratos de suministro que aseguren la continuidad del servicio.
- El Productor Comercializador deberá Preasignar la Oferta de PTDFV a todas las Solicitudes de Compra que reciba. Lo anterior, implica que hay Solicitudes de Compra para las cuales la cantidad Preasignada para los años 2012 y/o 2013 es cero.
- Se deberán atender las solicitudes por modalidad contractual y siguiendo el orden definido en el artículo 32 del Decreto 2100 de 2011.

- Cuando las cantidades de gas asociadas a la Oferta de PTDFV no sean suficientes para preasignar las Solicitudes de Compra de agentes en una mismo rango, de acuerdo al orden de prioridad definido en el artículo 32 del Decreto 2100 de 2011, las cantidades disponibles deberán ser pre asignadas a prorrata de las cantidades solicitadas.
- Los Productores – Comercializadores deberán publicar el resultado del ejercicio de preasignación, de acuerdo con el formato siguiente:

Potencial Comprador	Tipo Demanda	Contrato Vigente?	Modalidad Contractual	% ToP	Cantidad (GBTUD)

Donde,

Comprador, corresponde al nombre del Agente que presenta la Solicitud de Compra

Tipo Demanda, corresponde a: Transporte (Compresores), Regulada, Industrial, Gas Natural Vehicular Comprimido, Plantas de Generación Térmica, Exportaciones;

Contrato Vigente? La respuesta debe ser Sí o No, dependiendo si existe un contrato vigente de suministro de gas natural.

Modalidad Contractual, corresponde al tipo de contrato en firme: Contrato Take or Pay, Contrato de Firmeza Condicionada u Opción de Compra de Gas (OCG)

% ToP, corresponde al porcentaje de Take or Pay, cuando aplique.

El día 78, los Productores Comercializadores asignarán la Oferta de PTDFV, de acuerdo con las renunciaciones o ejercicio del derecho de compra que los agentes compradores realicen. El resultado del ejercicio de asignación deberá ser publicado en la página de internet del CNO Gas, de acuerdo con el siguiente formato:

Resultado del Proceso de Comercialización					
Punto de Entrada al SNT	Tipo Demanda	Modalidad Contractual	% ToP	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$/MBTU)

Donde,

Punto de Entrada al SNT, corresponde al punto de inyección de gas proveniente de un campo de gas natural.

Tipo de Demanda, corresponde a: Regulada, Transporte (Compresores), Industrial, Gas Natural Vehicular Comprimido, Plantas de Generación Térmica, Exportaciones;

Modalidad Contractual, corresponde al tipo de contrato en firme: Contrato Take or Pay, Contrato de Firmeza Condicionada u Opción de Compra de Gas (OCG);

% ToP, corresponde al porcentaje de Take or Pay, cuando aplique.

Precio corresponde a:

US\$/MBTU cuando sean contratos Take or Pay o de Firmeza Condicionada, al valor del precio regulado vigente.

Cuando existan cantidades excedentes de la Oferta de PTDVF asociada a contratos de Opción de Compra de Gas, los productores podrán realizar una subasta el día siguiente a la asignación de la Oferta de PTDVF de contratos Take or Pay y de Firmeza Condicionada. El resultado de dicha asignación será publicada en el página de internet del CNO gas por los Productores Comercializadores, de acuerdo al formato de arriba, y en la variable precio deberán publica el valor de la Prima y el Precio de Suministro (Prima/Precio Suministro).

2.7. Intercambio de contratos de suministro

A partir del día 79 y hasta el 31 de diciembre de 2011, los agentes compradores podrán realizar cesiones recíprocas de suministro. El resultado de estos intercambios deberá ser publicado en la página de internet del CNO gas de acuerdo con el siguiente formato:

Cesión recíproca de Contratos de Suministro				
Punto de Entrada SNT 1	Comprador 1	Punto de Entrada SNT 2	Comprador 2	Cantidad (GBTUD)

2.8. Contratos de Suministro bajo la modalidad interrumpible

Los Productores – Comercializadores podrán comercializar cantidades de gas de suministro interrumpible desde el inicio del período de comercialización y hasta el 31 de diciembre de 2013. Los contratos celebrados, deberán ser publicados por los Productores – Comercializadores en la página de internet del CNO Gas, de acuerdo con el formato que se presenta a continuación:

Contratos de Suministro Interrumpible			
Punto de Entrada al SNT	Tipo Demanda	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$/MBTU)

3. ABOGACÍA DE LA COMPETENCIA (Ley 1340 de 2009)

Conforme lo establece el Decreto 2897 de 2010, la Comisión remitió la presente propuesta regulatoria a la Superintendencia de Industria y Comercio mediante comunicación CREG E-2011-003592 de fecha 3 de agosto de 2011, para la emisión del concepto de que trata el Decreto 2897 de 2010, reglamentario de la Ley 1340 de 2009. La Superintendencia de Industria y Comercio no se pronunció dentro del término establecido en el literal a) del numeral 2 del artículo 10 del Decreto 2897 de 2010.

4. MATRIZ DE RESPUESTA COMENTARIOS PERÍODO DE CONSULTA

En las páginas siguientes están consignadas las respuestas a los comentarios de los Agentes a la Resolución CREG 081 de 2011. La matriz contiene el siguiente temario:

1. Contratos de Firmeza Condicionada
2. Oferta de Producción Total Disponible para la Venta
3. Ámbito de Aplicación
4. Período de Comercialización y Esquema de Comercialización de Transición y Largo Plazo
5. Comercialización de la Oferta de Producción Total Disponible para la Venta de Gas Natural con Precios Máximos Regulados
6. Mecanismos para la Comercialización de la Oferta de Producción Disponible para la Venta proveniente de campos de producción con precio libre
7. Cronograma de los Mecanismos de Comercialización de Gas Natural proveniente de campos de producción con precio libre
8. Comercialización de Contratos de Suministro bajo la Modalidad Interrumpible
9. Políticas de Información
10. Derogaciones
11. Mercado Secundario de Suministro y Transporte
12. Opciones de Compra de Gas
13. Comercializadores Puros
14. Comercialización Conjuntas
15. Contratos Vigentes
16. Transportador como Comercializador

Tema	Empresa	Comentario	Análisis
1. Contratos de Firmeza Condicionada	Naturgas	<p>Definiciones. El proyecto de Resolución propone una nueva definición para "contratos de Suministro con Firmeza Condicionada". Este punto se encuentra asociado con lo señalado en el numeral anterior de este documento, pues, es importante explicitar si las definiciones anteriores sobre este tipo de contrato pierde vigencia y, en todo caso, sugerimos normativizar el hecho regulatorio que define la condición de firmeza y no dejarlo amarrado, como se propone, a los "criterios definidos por los compradores" ni al criterios de los productores, sino de manera objetiva con una norma conocida ex ante.</p>	<p>A partir de los comentarios recibidos, la Comisión encuentra oportuno en esta ocasión explicar el funcionamiento de todos los contratos de suministro en firme que hace parte del portafolio disponible en el marco regulatorio vigente. Para tal efecto se hará un recorrido cronológico, que incluirá los fundamentos sobre los cuáles se sustentaron, el origen de cada uno de estos y posteriormente la interrelación que existe entre ellos.</p>
	ISAGEN	<p>En el artículo 2 – Definiciones. Es importante incluir y posteriormente desarrollar en la resolución la modalidad mediante la cual un Agente, a través de una Solicitud de Compra, pueda manifestar su interés de adquirir una cantidad de gas bajo la modalidad de Contrato de Suministro con Firmeza Condicionada sobre una cantidad sujeta a exportación. En este aspecto entendemos que existiría restricción para que otro remitente pueda incluirse como parte activa de la Solicitud de Compra ya que el gas que se adquiriera en el proceso de comercialización no podría destinarse para la exportación.</p> <p>... Para los campos con precios libres establecidos en el mecanismo del artículo 6, consideramos pertinente definir el tratamiento que se le dará a las Solicitudes de Compra de gas mediante contratos de firmeza condicionada. En este sentido, se observa que el mecanismo propuesto incentivaría la presentación de Solicitudes de Compra en</p>	<p>1. Resolución CREG – 070 de 2006</p> <p>El Documento CREG 040 de 2006, que acompaña la Resolución CREG 033 de 2006, mediante la cual la Comisión publicó para comentarios de los agentes la propuesta regulatoria que tenía por objeto modificar el portafolio de contratos para el suministro de gas natural, contiene un análisis los contratos Pague lo Contratado y Pague lo Demandado, definidos por la Resolución CREG 023 de 2000. En el citado Documento, se hicieron evidentes las principales variables que desincentivaban la oferta de contratos Pague lo Demandado en el mercado y las razones que llevaron a reemplazarlo por los contratos de Opción de Compra de Gas. A continuación se presentan los principales elementos de análisis expuestos en dicha oportunidad:</p> <p>a. El pago mínimo mensual o porcentaje de ToP, desde el punto de vista del comprador, es un incentivo para determinar con exactitud la demanda que tendrá durante la vigencia del contrato. Por su parte, desde el punto de vista del vendedor, representa la contraprestación que paga el comprador por garantizar la disponibilidad del gas en firme en todo momento. En cuanto al</p>

Cusiana por parte de toda la demanda del país, lo cual podría generar una mayor puja por el gas disponible que presionaría al alza la formación de precios de gas en la Subasta, situación que beneficiaría al Productor de estos campos. Lo anterior también puede suceder en virtud a que mucha parte de la demanda prioritaria no tiene contratos de transporte en firme suscritos desde la Guajira para el interior del país.

contrato, este porcentaje es una herramienta para distribuir el riesgo de demanda entre las partes, es decir, para una misma expectativa de consumo, cuando el porcentaje de ToP es alto, la asignación del riesgo de demanda se inclina hacia el comprador y, cuando es bajo, se traslada al vendedor.

- b. En un contrato ToP, el riesgo que afronta el comprador está relacionado con el comportamiento de su demanda y las diferencias que se generen

**Asociación
Colombiana del
Petróleo**

1. Definición y tratamiento de los contratos de firmeza condicionada

Se observa en el Proyecto una **nueva concepción** del Contrato de Suministro de Firmeza Condicionada (CSFC) bajo la cual las **partes compradoras acuerdan los criterios para el suministro a cada una**. Es decir, los **criterios** (precios y otros), son **definidos libremente por los compradores** y ya no se restringen al Precio de Escasez. Adicionalmente, **se restringe la nueva definición a que los agentes compradores son dos y al suministro es excluyente, no simultáneo**. También pueden incluir el suministro de gas natural comprometido en exportaciones o con otros Agentes participantes en el mercado.

Aunque esta definición de FC presenta un alcance interesante para el mercado, se propone que la misma se ajuste para que sea consistente con sus objetivos y tome en cuenta diferentes opciones de firmeza condicionada que se pueden dar y se presentan actualmente.

De otro lado, se deben realizar **ajustes en otras partes del Proyecto**, con el fin de que guarden consistencia con la definición y con el propósito de incluir esta opción contractual como una alternativa para los generadores térmicos con el gas de Guajira, con el cual no es claro cómo podría estructurarse el producto teniendo como contraparte del consumo en pico de los térmicos, la exportación.

Para efectos de la propuesta de definición que se presenta adelante, a continuación se exponen los puntos que la sustentan:

1. Participación de más de dos agentes compradores

Se recomienda modificar la definición para

con respecto al volumen mínimo definido contractualmente (% de ToP). Si bien el volumen pagado y no tomado se convierte en un derecho que puede ejercer dentro de los 12 meses siguientes al pago respectivo (período de "Make Up"), existe el riesgo de que este derecho expire. Si en dicho período no consume este volumen o no lo puede revender en el mercado secundario, el comprador tendría una pérdida.

c. La definición del porcentaje de ToP depende del tipo de consumidor. Los distribuidores, comercializadores y usuarios industriales no regulados tienen un perfil de consumo **esencialmente estable en términos diarios**, y por lo tanto pueden hacer una estimación precisa de lo que será su consumo hacia el futuro y, finalmente un porcentaje de ToP alto les permite acceder a un mayor descuento en el precio sin que el pago mínimo tenga efectos en su estructura de costos. En estos casos, el ToP se convierte en un seguro para el vendedor ante eventuales reducciones en los volúmenes consumidos, y lo ideal sería que de presentarse estacionalidades en el consumo durante el año, éstas se reflejaran en el porcentaje de ToP acordado en el contrato.

d. Por otra parte, las plantas de generación eléctrica a base de gas natural tienen un perfil de consumo incierto.

e. El cálculo de la utilización promedio de las plantas termoeléctricas que se presentan en la Figura 4, arroja un resultado de 57,36% para Tebsa y del 7,89% para Termocandelaria, lo que en cierta forma refleja la cantidad de días en que la planta no se utiliza o se utiliza durante poco tiempo. En los contratos del tipo ToP, es apenas lógico que se refleje por lo menos esta utilización promedio, así sea histórica, a través del porcentaje de pago mínimo mensual o porcentaje de ToP, no obstante

ANDEG

El **parágrafo 1** del mismo **Artículo 6** establece "*Parágrafo 1. Podrán presentarse Solicitudes de Compra para la suscripción de Contratos de Suministro con Firmeza Condicionada bajo la condición de que la totalidad de la solicitud de compra sólo sea presentada por uno de los Agentes compradores.*"

La inquietud sobre este parágrafo está relacionada sobre las posibles interpretaciones de la definición de **firmeza condicionada**, en la cual el vendedor comercializa el suministro de una misma cantidad de gas natural a dos diferentes Agentes compradores y en el que la entrega de las cantidades a cada parte no debe ser simultánea y de acuerdo con los criterios definidos por los compradores se le entrega, con carácter excluyente, a uno o al otro. Es decir, que la relación podría ser por ejemplo del productor con cada uno de los dos agentes que tiene una demanda conjunta que se debe entregar en momentos diferentes? O la relación es del productor con uno de los dos agentes y este agente es quien establece la relación con el tercero?

En este punto proponemos que la solicitud al vendedor sea presentada en forma conjunta por los dos agentes, dado que la entrega del gas es complementaria en el tiempo para las condiciones de uso de ambos agentes. Por la naturaleza del sector térmico, se va a necesitar agregar demanda de otros agentes para las solicitudes de firmeza condicionada por lo que consideramos que estas deben ser registradas por el productor dentro de su sistema de información, es decir que se publiquen las relaciones y condiciones del

lo anterior, el vendedor tiene un nivel mínimo de ToP con el que debe cubrir sus costos fijos y un porcentaje de ToP del 7,89% no parece cumplir este requisito.

- f. En principio, la diferencia de este contrato (Contrato "Pague lo Demandado") con respecto al "Pague lo Contratado" radicaba en la frecuencia del flujo de caja, no obstante, en la práctica la asignación de riesgos está en contra del vendedor. La diferencia de precios entre los dos contratos se puede entender como una prima que se le reconoce al vendedor de un contrato "Pague lo Demandado" por garantizar la disponibilidad del suministro, no obstante, como está diseñado el contrato actualmente, esta prima únicamente se paga cuando el comprador toma el gas, y por lo tanto si no hay consumo, el vendedor no recibe la prima.
- g. Efectivamente, no es posible que este concepto de "prima" como fue interpretado por la Resolución CREG 023 de 2000 permita que el flujo de caja de los dos contratos sea equivalente o que su diferencia únicamente radique en la frecuencia,...
- h. Por un lado, los compradores que pueden tener una estimación precisa de su demanda esperada por tener un consumo estable, prefieren contratar el suministro a través del "Pague lo Contratado" ya que el porcentaje de ToP no les afecta y si pueden obtener un descuento en el precio. Por otro lado, los compradores que tienen un consumo incierto podrían tener preferencia por el contrato "Pague lo Demandado", ya que no les implica ninguna obligación mientras no exista consumo, lo cual elimina cualquier tipo de pago fijo.
- i. En suma, las preferencias de las partes no se cruzan dentro del espacio de los posibles contratos. En general, desde el punto de vista de la asignación de riesgos, se puede afirmar que como

GECELCA

agente que agrega demanda con los terceros agregados.

Consideramos adecuado aclarar que las cantidades de gas natural ofrecidas bajo la modalidad de firmeza condicionada que incluya el suministro de gas comprometido en exportaciones no requiere el pago de penalizaciones por suspensión del servicio, debido a que la interrupción del gas al país importador, originada en la prioridad del mercado nacional que establece el Decreto 2100 de 2011, solamente debería obligar a la demanda nacional a reconocer el costo de oportunidad de mantener el suministro de combustibles al país importador.

... Consideramos importante que se aclare el Parágrafo 1 del artículo 6º, en el cual no se establece la metodología de asignación de los contratos de firmeza condicionada cuando existan varias solicitudes de Agentes Compradores con el mismo perfil de demanda.

También sería necesario que se aclare la variable "prima resultante en la subasta" contenida en el definición Precio de Adjudicación del Anexo 1 del Proyecto de Resolución

COLINVERSIONES

Consideramos de extrema gravedad la situación para nuestra empresa las señales contenidas en el decreto 2100 y la resolución 081 de 2011. De manera especial queremos resaltar nuestra preocupación por lo expresado en el Documento CREG D-067 que soporta la resolución 081 de 2011, en el sentido de que "... la demanda térmica debería resolver comercialmente sus requerimientos de suministro con alternativas contractuales, tecnológicas o de gestión de

están diseñados los contratos de suministro en la actualidad, existe un desequilibrio en la forma como reparten los riesgos entre las partes, así el "Pague lo Contratado" parece más ventajoso para el vendedor y en contraste, el "Pague lo Demandado" parece más ventajoso para el comprador. Presumiblemente, esta deficiencia es la que no hace atractivo este tipo de contrato para el vendedor y por lo tanto no lo ofrece.

j. La posibilidad de recibir los ingresos por concepto de cantidades pagadas y no tomadas depende de la probabilidad de que el consumo real del comprador sea inferior al porcentaje de ToP. Históricamente (últimos 7 años), el consumo de las plantas térmicas ha estado un 15%6 por debajo de las cantidades mínimas contratadas o porcentaje de ToP, lo cual permite concluir que en general el comprador no puede recuperar una parte de las cantidades pagadas.

k. A título de ejemplo, dado que tanto la prima como el precio del contrato serían establecidos libremente, el nuevo contrato que le permitiría al comprador únicamente pagar el consumo (C), puede incluir el pago de una prima (P) al inicio del contrato (o periódicamente según el acuerdo entre las partes), de tal forma que el contrato estaría compuesto por P + C.

i. El valor de la prima (P) puede tener por objeto nivelar los ingresos del vendedor con los que tiene en un contrato TOP, y el consumo (C) representaría las cantidades consumidas en cada período.

El precio que se puede utilizar para calcular el valor de la prima (P), puede estar asociado al que se ofrece para el respectivo porcentaje de ToP en el contrato Pague lo Contratado.

La prima representa el derecho que adquiere el comprador a la firmeza del suministro y es un valor

riesgo más acordes a su perfil de demanda como son los contratos de firmeza condicionada, la importación de Gas Natural Licuado o el uso de otros combustibles alternativos.”

De manera respetuosa manifestamos nuestra preocupación y la necesidad de entender si éste es un cambio en la política energética y en el marco regulatorio del país en el sentido de que las plantas térmicas a gas no son necesarias dentro de la matriz energética de Colombia. Esta preocupación surge ante las evidentes dificultades para obtener contratos de gas natural en el mercado nacional, situación que se viene presentando desde hace ya varios años; los riesgos asociados al desarrollo de un proyecto de importación de Gas Natural Licuado; y por otra parte las restricciones que se están imponiendo a la utilización de combustibles alternativos como el diesel.

... Para nuestras plantas localizadas en la Costa Atlántica no consideramos en principio viable la posibilidad de optar por gas de campos de precio libre del interior del país, dado en este caso no sólo los altos niveles de Take or Pay exigidos, sin los altos costos fijos de transporte.

... Se debe precisar de manera expresa que el GNVC debe ser susceptible de contratos de firmeza condicionada, estableciendo que las condiciones de logística para el pago de compensaciones se harían con el distribuidor de GNVC, en cantidades máximas y contra precio de sustituto.

ECOPETROL

FIRMEZA CONDICIONADA CONTRA EXPORTACIONES (Artículo 2 - DEFINICIONES)

- fijo expresado en los términos acordados entre las partes (anual, semestral, trimestral, mensual, etc).
- m. El segundo componente del contrato, el consumo (C), dependerá de las cantidades que consuma el comprador durante cada mes y será facturado por el vendedor al precio acordado entre las partes contractualmente. Este precio es libre dado que representa el componente riesgoso de los ingresos del contrato (está sujeto al comportamiento del consumo) y por lo tanto es de esperarse que sea superior al precio con el que se calcula la prima (P), que equivale a la parte libre de riesgo de los ingresos del vendedor. (Subrayado fuera de texto)
 - n. Con lo anterior, se propone sustituir el Contrato Pague lo Demandado o "Take and Pay" por una Opción de Compra de Gas (OCG) que tiene las siguientes características:
 - i. Pago de una prima al vendedor, que representa el derecho que adquiere el comprador a la firmeza del suministro. Esta prima es un valor fijo expresado en los términos acordados entre las partes (en el Anexo 3 se presenta un ejemplo de lo que podría ser el cálculo de la prima de este contrato para efectos ilustrativos).
 - ii. Pago de las cantidades consumidas al precio acordado entre las partes en el contrato. El precio de este contrato es libre.

2. Contratos de Opción de Compra de Gas y liberación parcial del precio de La Guajira

Como se presentó en el aparte anterior, la Resolución CREG 070 de 2006 estableció en su artículo 3 un régimen de libertad vigilada del precio de suministro y la prima asociados a los contratos de Opción de Compra de Gas. Lo anterior, toma en consideración los siguientes argumentos jurídicos en relación con la

Sugerimos las modificaciones a las definiciones de Firmeza Condicionada detalladas en la comunicación de la ACP con el propósito de poder estructurar opciones para la demanda termo-eléctrica colombiana con contraparte en las exportaciones. Es importante mencionar que en el caso en que el Productor es el mismo exportador, para lograr el propósito anteriormente mencionado, debe ser él quien defina los criterios de interrupción para el suministro de exportación en firme.

Igualmente requerimos claridad en cuanto a la asignación de Firmezas Condicionadas con precio de campos regulados, dado que no es claro que el Productor pueda subastar una prima como criterio de asignación del gas en Firmeza Condicionada entre varios compradores interesados, o cómo se asignaría si existen varios compradores. Da otra parte, sugerimos que los Productores puedan distribuir la OPTDV de Guajira entre contratos que garantizan Firmeza y contratos que garantizan Firmeza Condicionada, asignándolos bajo los órdenes de prioridad que permite el Decreto 2100 de 2011.

Por último, vemos estrictamente necesario que en este periodo de transición, la CREG facilite y promueva el esquema de Firmezas Condicionadas de Guajira para la atención de la demanda térmica con contraparte en exportaciones, de lo contrario, se podrían generar distorsiones en el precio que el mercado de gas estaría dispuesto a pagar en campos con precios libres, como ya se evidenció en las subastas realizadas anteriormente, cuando generadores térmicos pujaron por el gas natural de LTOII, en su libre

extensión del Contrato de Asociación:

- a. En diciembre de 2003, mediante el Otrosí No. 2 se realizó la extensión del contrato de asociación desde el 1 de enero de 2005 hasta el límite económico de los Campos.
- b. La Contraloría General de La República en cumplimiento de su función de advertencia, manifiesta que "... con el fin de atender cabalmente el Concepto de la Sala de Consulta y Servicio Civil del Consejo de Estado del 31 de julio de 2003, Ecopetrol debió haber estipulado una cláusula en el Otrosí No. 2 del contrato que contemplara los eventos en los cuales el precios del gas no se comportara según los supuestos adoptados por la empresa".
- c. En atención de lo anterior, y atendiendo adicionalmente la Proposición 047 de la Comisión V del Senado que recomendó al Gobierno Nacional la inclusión de previsiones en el contrato para el caso que ocurrieran fluctuaciones extraordinarias de los precios de venta de gas en el mercado, Ecopetrol y la Asociada celebraron el Otrosí No. 3, mediante el cual se incluyó una cláusula denominada "Derecho por precios altos".
- d. En particular los considerandos 6, 7 y 8 del Otrosí No. 3 establecen que:
"6. Sin perjuicio de los soportes presentados, y no obstante que por su naturaleza de relación contractual de riesgo, en el Contrato de Asociación nunca se han incluido previsiones como la mencionada en el considerando anterior [fluctuaciones extraordinarias de precio], el Ministro de Minas y Energía y el Presidente de ECOPETROL consideraron conveniente proponer a la ASOCIADA una negociación dirigida a incorporar un clausulado que permitiera tener en cuenta las fluctuaciones extraordinarias del precio

derecho y necesidad de conseguir gas.

COSENT

"b. FIRMEZA CONDICIONADA: En lo que se refiere a los Contratos con Firmeza Condicionada, se propone manejar un esquema más amplio que no se limite únicamente a dos agentes sino que pueda incluir **varios consumidores industriales no regulados** que estén dispuestos a llegar a acuerdos con agentes térmicos".

CHEC

En el "ARTÍCULO 2. DEFINICIONES. Contratos de Suministro con Firmeza Condicionada. Contratos de suministro en firme mediante los que el vendedor comercializa el suministro de una misma cantidad de gas natural a dos diferentes Agentes compradores y en el que la entrega de las cantidades a cada parte no debe ser simultánea y de acuerdo con los criterios definidos por los compradores se le entrega, con carácter excluyente, a uno o al otro. Los contratos de firmeza condicionada pueden incluir el suministro de gas natural comprometido en exportaciones o con otros Agentes participantes en el mercado."

Comentario: Consideramos importante que la CREG facilite un mecanismo de acercamiento con potenciales compradores que puedan ir en el contrato de firmeza condicionada con las Plantas Térmicas.

de venta del gas en el mercado.

7. Teniendo en cuenta lo indicado en el considerando anterior, ECOPETROL solicitó a la ASOCIADA estudiar la posibilidad de que en el marco del derecho privado que rige su relación asociativa y en desarrollo del principio de autonomía de la voluntad, se acordaran mecanismos que permitieran a ECOPETROL y al País obtener un mayor beneficio en casos en los cuales se presentaren precios altos para el gas, sin perjuicio de reconocer también circunstancias extremas de precios bajos, los cuales en ningún caso pueden desmejorar la posición de ECOPETROL en el Contrato.

8. No obstante que el precio del gas en el mercado no es ni constituye un elemento del Contrato de Asociación y que la venta de gas que es propiedad de cada una de las Partes se realiza de manera independiente por éstas, ECOPETROL y la ASOCIADA estudiaron escenarios que le permitieran incorporar al Contrato de Asociación, lo propuesto por ECOPETROL".

- e. De lo anterior, la Comisión concluye lo siguiente:
- i. El precio del gas en el mercado no ha sido, ni ha constituido un elemento del Contrato de Asociación.
 - ii. El Otrosí No.3 asegura que los mayores ingresos por cuenta de precios altos sean para ECOPETROL y la Nación.
 - iii. La liberación parcial del precio de La Guajira aplicable a los contratos de Opción de Compra de Gas que se estableció mediante la Resolución CREG 070 de 2006 no genera un desequilibrio económico para las Partes involucradas en la extensión del Contrato de Asociación, quienes han reconocido su relación

- contractual de riesgo.
- iv. La liberación parcial del precio de La Guajira aplicable a los contratos de Opción de Compra de Gas que se estableció mediante la Resolución CREG 070 de 2006, es consecuente con las previsiones del regulador efectuadas desde 1995.

3. Resolución CREG 095 de 2008

La Resolución CREG 095 de 2008 incluyó en el portafolio de contratos de suministro de gas natural los contratos de firmeza condicionada. Esta modalidad contractual fue propuesta en el artículo 3 del Proyecto de resolución CREG 104 de 2007. El Documento CREG 089 de 2007 que acompaña la citada resolución, presenta el análisis realizado con el fin de introducir esta modalidad contractual, y a continuación se presentan los principales elementos de análisis:

- a. La posibilidad de llegar a acuerdos de suministro de gas en firme cuya entrega a diferentes compradores esté sujeta a condiciones de precios de electricidad está limitada por las disposiciones para la verificación del respaldo físico correspondiente.
- b. La Resolución CREG 114 de 2006 establece la metodología para verificar el cumplimiento de respaldo físico. Los contratos de suministro en firme con entrega de gas sujeto a ciertas condiciones que pueden adjudicar la misma cantidad de gas a dos compradores distintos en momentos distintos no están considerados en esta metodología y por lo tanto la suscripción de este tipo de contratos podría implicar el incumplimiento de la regulación.
- c. La propuesta entonces establecía "Definir de manera explícita contratos de suministro en firme

en los que la firmeza puede condicionarse a la ocurrencia de un hecho objetivo que puede ser definido entre las partes,... En todo caso, la interrupción del servicio solo debe ser admisible al momento de cumplirse la condición pactada en el contrato.

..., el vendedor podrá ofrecer gas en firme con destino a usuarios no regulados sujeto a una condición donde la entrega sea interrumpida cuando el precio de bolsa de electricidad que calcula XM S.A. E.S.P supera el Precio de Escasez definido en el Artículo 2 de la Resolución CREG 071 de 2006 ...

4. Interrelación de Contratos de Suministro en Firme

De la presentación cronológica en los numerales anteriores y tomando en consideración los comentarios que llegaron a la Comisión, en esta sección se presenta la relación entre los diferentes contratos disponibles para el suministro en firme de gas natural. Lo anterior tiene dos objetivos particulares:

- De un lado, promover que los Productores – Comercializadores estructuren la Oferta de Producción Total Disponible para la Venta en Firme (Oferta de PTDFV) por modalidad contractual, de tal forma que maximice el valor del portafolio de contratos de suministro en firme, minimice el perfil de riesgo y optimice las operaciones de producción.
- De otro lado, promover que los Agentes Compradores que participen en el esquema de comercialización propuesto, estructuren un portafolio de contratos que minimice su exposición al riesgo y se ajuste al perfil de consumo. Para lo anterior, los Agentes Compradores podrán realizar las Solicitudes

de Compra, por cada modalidad contractual, de acuerdo con las Ofertas de PTDVF, de tal manera que pueda optimizar las condiciones operativas o comerciales durante este periodo.

La exposición de funcionamiento y relaciones de los diferentes contratos, se enfocará desde el punto de vista del Agente Comprador que está estructurando un portafolio de contratos de suministro en firme y requiere diversos grados de flexibilidad. A continuación se presentan las diversas combinaciones que puede realizar un agente con el fin de asegurar suministro en firme.

a. Contratos Take or Pay y de Firmeza Condicionada.

Un Agente Comprador que prevea un consumo de cantidades fijas de gas natural o poco volátiles, tiene un incentivo natural a realizar Solicitudes de Compra por contratos de suministro en firme con altos niveles de %ToP.

De otro lado, existen agentes que requieren flexibilidad en el consumo de gas y por lo anterior, requieren contrapartes que complementen el riesgo de no consumo. Para asegurar la alineación de perfiles de consumo complementarios, los Agentes Compradores, pueden de forma conjunta obtener contratos Take or Pay de 100%, cuya entrega esté condicionada a los acuerdos realizados entre las partes compradoras que conforman el contrato. En este caso, para el Productor – Comercializador, el contrato es un Take or Pay de 100%, pero por las condiciones de entrega acordadas por los Agentes Compradores es un contrato de Firmeza Condicionada. Para formalizar la condición de contrato de Firmeza Condicionada, los Agentes

Compradores, al momento de la firma del contrato Take or Pay, deben entregar una carta de instrucciones, firmada por cada una de las partes que conforma el acuerdo, en la cual se especifican los *criterios de entrega a cada parte firmante*.

Esta combinación de contratos, es una de las alternativas para asegurar condiciones de suministro flexible e instrumentos de gestión de riesgo de los contratos Take or Pay.

b. Contratos de Firmeza Condicionada y Opciones de Compra de Gas

Otras alternativas contractuales disponibles para los Agentes Compradores que requieren mayores niveles de flexibilidad son los Contratos de Firmeza Condicionada y la Opción de Compra de Gas. Estos contratos son complementarios, desde el punto de vista de los Productores-Comercializadores, en la medida que su combinación resulta en un contrato Take or Pay de 100%.

En particular, los contratos de Opción de Compra de Gas están específicamente diseñados para perfiles de consumo esporádicos, que en el contexto del mercado de gas natural colombiano, corresponden a consumos pico que generalmente ocurren en eventos de fenómeno de El Niño. En este sentido, esta modalidad contractual está orientada a satisfacer la demanda de las plantas de generación térmica.

Por lo anterior, los Productores – Comercializadores pueden estructurar contratos de Firmeza Condicionada complementados con Opciones de Compra de Gas, que estén orientados a atender demandas de gas natural base y pico, cuya entrega a la parte de consumo base esté condicionada a la nominación de la parte con

demanda pico. Lo anterior, en todo caso está sujeto a que la suma de las cantidades nominadas de cada una de las partes no puede ser superior a la cantidad total contratada. Es decir, las cantidades nominadas corresponden a una combinación convexa de ambos tipos contractuales que no puede superar la cantidad comprometida en contratos de Firmeza Condicionada o OCG,

$$\lambda Q_t^{OCGM} + (1 - \lambda) Q_t^{FCN} \leq \max(Q_t^{TC}, Q_t^{OCG})$$

Donde,

Q_t^{FC} , Cantidad Nominada Usuario Demanda Base – Contrato Firmeza Condicionada

OCG, Cantidad Nominada Usuario Demanda Pico – Contrato Opción de Compra de Gas

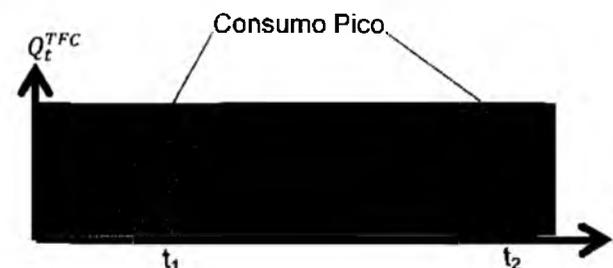
Q_t^{TC} , Cantidad Total comprometida en contratos de Firmeza Condicionada

λ , valor en el intervalo [0, 1]

El gráfico que a continuación se presenta ilustra el funcionamiento de la combinación de contratos de Firmeza Condicionada y la Opción de Compra de Gas. El rectángulo rojo, representa el perfil de nominación de un contrato de Firmeza Condicionada y los rectángulos verdes, representan el perfil de nominación de un contrato de Opción de Compra de Gas. En el período t1, las cantidades comprometidas mediante contratos de Firmeza Condicionada y de Opción de Compra de Gas son nominadas en su conjunto, de tal forma que la combinación convexa es menor o igual Q_t^{FC} . En este caso la demanda base tiene un suministro de gas inferior al consumo promedio, dado que $0 < \lambda < 1$, es decir se nominaron las cantidades comprometidas en contratos de Opción de Compra de Gas.

El caso del período t2 indica que $\lambda = 1$, es decir

todas las cantidades comprometidas en contratos de Opción de Compra de Gas fueron nominadas y por lo anterior, el suministro de gas a usuarios con contratos de suministro de Firmeza Condicionada es suspendido.



El análisis anterior, ofrece un mapa completo del funcionamiento de los contratos de suministro en firme disponibles, cuyo propósito es orientar a los jugadores del mercado en la definición de sus propios portafolios.

5. Cómo funcionan los contratos en el mecanismo de comercialización?

En la medida que los agentes del mercado tienen mejor información sobre los riesgos de oferta y demanda, y por lo anterior requieren estructurar alternativas flexibles acordes a cada perfil de producción y consumo, para efectos del esquema de comercialización, los agentes deberán:

- a. Estructurar la Oferta de Producción Total Disponible para la Venta en Firme – Oferta de PTDFV, por modalidad contractual.
- b. Estructurar las Solicitudes de Compra por modalidad contractual.

Para determinar el mecanismo de comercialización de la Oferta de PTDVF en los puntos de entrada al Sistema Nacional de Transporte – SNT con precio libre, la comparación entre ésta y las Solicitudes de Compra, se realizará por punto de entrada al SNT y modalidad contractual. Lo anterior indica que la Oferta de PTDVF podrá ser distribuida por modalidad contractual y por lo anterior, para un mismo punto de entrada al SNT, se podrá realizar subasta o negociación bilateral por modalidad contractual dependiendo del resultado de la comparación.

A modo de ilustración, si en un punto de entrada al SNT, la Oferta de PTDVF fue la siguiente:

- Take or Pay: 100 GBTUD
- Firmeza Condicionada: 50 GBTUD
- OCG: 50GBTUD

Y las Solicitudes de Compra para el mismo punto de entrada al SNT fue la siguiente:

- Take or Pay: 95 GBTUD
- Firmeza Condicionada: 60 GBTUD
- OCG: 60 GBTUD

La comparación entre la Oferta de PTDVF y las Solicitudes de Compra arroja el siguiente resultado:

- Take or Pay: Comparación >0 , por lo tanto el mecanismo de comercialización es Negociación Bilateral.
- Firmeza Condicionada: Comparación <0 , por lo tanto el mecanismo de comercialización es Subasta.
- OCG: Comparación <0 , por lo tanto el

2.OFERTA DE PRODUCCIÓN TOTAL DISPONIBLE PARA LA VENTA

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO

3. Definición de la Oferta de Producción Total Disponible para la Venta – OPTDV

Dado que la definición de PTDV del Decreto 2100 se refiere a la disponibilidad total de gas que puede ser vendida bajo cualquier modalidad y con el fin de preservar la política adoptada en el Decreto y evitar confusión en los términos, se propone que en la definición de OPTDV, la cual se refiere exclusivamente a la oferta para contratos firmes o de firmeza condicionada, su denominación se modifique por: **“Producción Total Disponible para la Venta en Firme – PTDVF”**.

Igualmente, con el fin de guardar consistencia con la política y definiciones del Decreto 2100 en lo relacionado con la PTDV, la definición debe incluir la referencia “al punto de entrada al SNT”.

Texto sugerido
~~Oferta de Producción Total Disponible para la Venta – OPTDV~~ **Producción Total Disponible para la Venta en Firme - PTDVF: Es la cantidad de gas por campo o punto de entrada al SNT, respecto a la PTDV declarada, que un productor – comercializador**

mecanismo de comercialización es Subasta.

Por lo anterior, los productores-comercializadores deberán realizar conjuntamente una subasta simultánea para comercializar las cantidades de gas ofertadas mediante contratos de suministro de Firmeza Condicionada y OCG y, comercialización independiente cuando haya lugar a la negociación bilateral de las cantidades de gas ofertadas mediante contratos de suministro Pague lo Contratado o Take or Pay, para efecto del ejemplo anterior.

1. La Comisión acepta la sugerencia presentada por los agentes, en el sentido de aclarar que los productores publicarán la Oferta de Producción Total Disponible para la Venta en Firme – Oferta de PTDVF.
2. Se aclara adicionalmente que la Oferta de PTDVF es anual. Lo anterior, se materializa en el Formato 1 del Anexo 2, mediante el cual los Productores Comercializadores deben presentar las cantidades de gas, medidas en GBTUD, para los años 2012 y 2013. El Formato 1 del Anexo 2 es el siguiente:

Oferta de PTDV				
Punto de Entrada al SNT	Vendedor	Modalidad Contractual	2012	2013
			GBTUD	GBTUD

Se acepta la sugerencia presentada por los agentes y se incluye en los apartes pertinentes de la Resolución, la referencia no sólo a los campos de sino también “al Punto de Entrada al SNT”, en concordancia con el

	<p>o comercializador está dispuesto a ofrecer <i>bajo Contrato Firme o de Firmeza Condicionada</i>. Decreto 2100 de 2011.</p>
ANDEG	<p>En la definición de Oferta de Producción Total Disponible para la Venta – OPTDV, en necesario aclarar que es la cantidad que un productor está dispuesto a ofrecer en un periodo de tiempo anual. Tal como está redactado el productor la puede declarar con la periodicidad que quiera y si es superior a un año no sería posible realizar el balance oferta vs demanda de forma anual.</p>
COLINVERSIONES	<p>Sugerimos precisar que la declaración de la PTDV sea por periodos anuales, y que cubra como mínimo el período de transición.</p>
ECOPETROL	<p>OPTDV (Artículo 2 – Definiciones) Con el fin de guardar consistencia con la política y definiciones del Decreto 2100 de 2011 en lo relacionado con la PTDV y para lograr una buena operativización de los mecanismos de comercialización, las definiciones adoptadas por la CREG que tangen en cuenta la PTDV, deben estar referenciadas a un campo o "al Punto de Entrada al SNT". Igualmente y con el fin de evitar confusión en los términos del proyecto de Resolución de la CREG y los anexos, se propone que en la definición de OPTDV, la cual se refiere exclusivamente a la oferta para contratos firmes o de firmeza condicionada, no se mencionen contratos interrumpibles (Art 3- Ambito de Aplicación) y que el nombre no Incluya Oferta PTDV, pues crea confusión a lo largo del proyecto de Resolución de la CREG y los anexos. Como lo expresamos en la comunicación de la ACP, podría cambiarse el nombre por "Producción Total Disponible para</p>

CHEC

la Venta en Firme – PTDVF”

El “ARTÍCULO 2. DEFINICIONES. **Oferta de Producción Total Disponible para la Venta - OPTDV**: Es la cantidad de gas por campo, respecto a la PTDV declarada, que un productor – comercializador o comercializador está dispuesto a ofrecer bajo Contrato Firme o de Firmeza Condicionada”.

En el “ANEXO 2, **Formato 1 Oferta de PTDV**”, incluye la columna Tipo y menciona que “Tipo es la modalidad Firme o Interrumpible”

En el “ARTÍCULO 3. **AMBITO DE APLICACIÓN**. ...aplica a la comercialización de la OPTDV mediante contratos de suministro en firme, de firmeza condicionada o interrumpibles....”

En el Decreto 2100-2011 “Artículo 2. Definiciones.Producción Total Disponible para la Venta - PTDV: Totalidad de las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor o productor-comercializador estima que tendrá disponibles para la venta bajo cualquier modalidad, en un periodo determinado, a través de contratos de suministro en cada campo o en un punto de entrada al SNT”.

Comentario: En el decreto 2100-2011 la PTDV son las **cantidades para la venta bajo cualquier modalidad**, y en AMBITO DE APLICACIÓN dice que aplica a la comercialización de la OPTDV mediante contratos de suministro en firme, de firmeza

	ANDESCO	<p>condicionada o interrumpibles, sin embargo en la definición de OPTDV se ofrece <i>productos firme, y firmeza condicionada</i>, y en el formato de OPTV se habla es de <i>Firme o Interrumpible</i>, por lo que se deben hacer consistentes las definiciones y dejar claro que el Interrumpible no es subastado.</p> <p>Sobre la participación de agentes comercializadores en la Oferta de Producción Total Disponible para la Venta -OPTDV-</p>	
		<p>Dado que la definición de la <i>Producción Total Disponible para la Venta -PTDV-</i> establecida en el Decreto 2100 de 2011 hace referencia exclusivamente a los agentes <i>Productores y Productores-Comercializadores</i>, es recomendable que la nueva definición regulatoria de <i>Oferta de Producción Total Disponible para la Venta -OPTDV-</i>, se aclare que la oferta de los Comercializadores puros debe ser opcional y tener respaldo físico, con el propósito que no se afecte la competencia en el mercado secundario. Adicionalmente, dado que la oferta de los Comercializadores no corresponde a Producción, se sugiere ajustar la denominación regulatoria.</p>	
3.ÁMBITO DE APLICACIÓN	ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO	<p>1. Sobre el ámbito de aplicación</p> <p>El artículo 3 establece que el capítulo único aplica a la OPTDV mediante contratos de suministro en firme, de firmeza condicionada o interrumpibles de igual forma sucede en el Formato 1 del Anexo 2. Dado que la OPTDV hace referencia solamente a contratos firmes o de firmeza condicionada, se recomienda que se precise la redacción para evitar que se entienda que la OPTDV incluye también suministro interrumpible.</p>	<p>En la Resolución se hacen las precisiones correspondientes.</p>

CHEC

El "ARTÍCULO 2. DEFINICIONES. Oferta de Producción Total Disponible para la Venta - OPTDV: Es la cantidad de gas por campo, respecto a la PTDV declarada, que un productor – comercializador o comercializador está dispuesto a ofrecer bajo Contrato Firme o de Firmeza Condicionada".

En el "ANEXO 2, Formato 1 Oferta de PTDV", incluye la columna Tipo y menciona que "Tipo es la modalidad Firme o Interrumpible"

En el "ARTÍCULO 3. AMBITO DE APLICACIÓN. ...aplica a la comercialización de la OPTDV mediante contratos de suministro en firme, de firmeza condicionada o interrumpibles...."

En el Decreto 2100-2011 "Artículo 2. Definiciones.Producción Total Disponible para la Venta - PTDV: Totalidad de las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor o productor-comercializador estima que tendrá disponibles para la venta bajo cualquier modalidad, en un periodo determinado, a través de contratos de suministro en cada campo o en un punto de entrada al SNT".

Comentario: En el decreto 2100-2011 la PTDV son las cantidades para la venta bajo cualquier modalidad, y en AMBITO DE APLICACIÓN dice que aplica a la comercialización de la OPTDV mediante contratos de suministro en firme, de firmeza condicionada o interrumpibles, sin embargo en la definición de OPTDV se ofrece

4.PERÍODO DE
COMERCIALIZACIÓN
TRANSICIÓN Y
ESQUEMA DE
COMERCIALIZACIÓN DE
LARGO PLAZO

ISAGEN

productos firme, y firmeza condicionada, y en el formato de OPTV se habla es de Firme o Interrumpible, por lo que se deben hacer consistentes las definiciones y dejar claro que el Interrumpible no es subastado.

En nuestra opinión la directriz de política energética, y especialmente la propuesta regulatoria para el procedimiento de comercialización, debería incluir como exigencia para los Productores Comercializadores el ofertar contratos de gas en firme o de firmeza condicionada con períodos de entrega iguales o mayores a 5 años, lo anterior con el fin de viabilizar la participación de los generadores térmicos. En este sentido, vale la pena recordar que los generadores térmicos requieren respaldar sus obligaciones de energía firme a través de *contratos de suministro y transporte* que deben estar suscritos con un período de antelación de cinco años, o en casos excepcionales, presentar una garantía financiera que obligue la entrega de los contratos con un año de antelación al inicio de la obligación, esquema que implica para los generadores el riesgo de tener que pagar una multa equivalente al ingreso anual que recibe la planta por concepto de cargo por confiabilidad y de perder las asignaciones ya adjudicadas.

...El periodo de comercialización previsto en el Artículo 4 de la Resolución establece que los Productores – Comercializadores y Comercializadores sólo atenderán las solicitudes de compra de gas para el período de enero 2012 a diciembre de 2013. Al respecto resaltamos la importancia de estructurar períodos de entregas mayores a 2

En el documento CREG 067 de 2011, se sustenta de manera adecuada las razones para establecer un período de atención de dos años.

Como es del conocimiento de los distintos agentes e interesados, actualmente se encuentran en curso tres consultorías con expertos internacionales, cuyos resultados finales, así como los comentarios de los agentes y demás participantes, serán analizados oportunamente por la CREG con el fin de adoptar las medidas que se estimen pertinentes. Para el caso de los mecanismos de comercialización del gas, y sin perjuicio de lo que se defina en la Agenda Regulatoria para el año 2012, se estima que el tema podría estar definido en el primer trimestre del año entrante.

En relación con los argumentos expuestos según los cuales la propuesta regulatoria vulneraría preceptos constitucionales y legales en lo que tiene que ver con el establecimiento de un período para atender solicitudes de compra entre el 2012-2013, es preciso señalar que la libertad económica, concebida como la facultad de una persona para realizar actividades económicas según sus preferencias o habilidades, no implica el reconocimiento de un derecho absoluto y puede, junto con la libertad de empresa, ser objeto de limitaciones. En ese mismo sentido, conforme al artículo 334 de la Constitución Política se radica en cabeza del Estado la dirección de la economía y prevé la intervención estatal en todas las actividades económicas con el fin de, entre otros, “conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y

ANDEG

años para viabilizar algunos sectores de la industria que requieren este tipo de contratos en sus negocios.

... consideramos que no está viabilizando la comercialización de gas que la demanda térmica requiere para la asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para las vigencias 2014 – 2015 y 2015 – 2016 actualmente en proceso, debido a que limita el período de transición de Enero de 2012 a Diciembre de 2013.

Así mismo, creemos que el problema de contratación de Gas para las plantas térmicas, las cuales representan alrededor de 2.400 MW1 de capacidad instalada, se mantiene en una situación compleja, toda vez que para el Gobierno y el regulador éste tipo de agentes son los que deben resolver comercialmente sus requerimientos de suministro con alternativas contractuales, tecnológicas o de gestión de riesgo más acorde con su perfil de demanda, tal como se manifiesta en el documento soporte 067 de 2011.

Esta Asociación no considera adecuado que mientras en el esquema del Cargo por Confiabilidad se exigen contratos de combustibles en firme anticipadamente, con periodos de planeación para la asignación de OEF de cuatro (4) años, la Comisión proponga una transición para la comercialización del gas nacional que permite a los agentes térmicos la contratación de éste recurso para una vigencia que ya se encuentra asignada (2012-2013), en lugar de permitir a la demanda térmica tener la opción

beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano". Así, la intervención del Estado en la economía se concreta entre otras mediante la regulación económica. En este sentido, como lo ha manifestado en forma reiterada la H. Corte Constitucional:

"De igual manera, en lo concerniente a los servicios públicos, la intervención económica adquiere una finalidad específica, consistente en asegurar la satisfacción de necesidades básicas que se logra con su prestación, y tiene un soporte constitucional expreso en el artículo 334 de la Carta. Pero, "adicionalmente, en tal materia el Estado dispone de especiales competencias de regulación, control y vigilancia, pues tal prestación se considera inherente a la finalidad social del Estado, por lo cual es deber de las autoridades asegurar que ella sea eficiente y cobije a todos los habitantes del territorio nacional".1 Así, por cuanto los servicios públicos son una actividad económica que compromete la satisfacción de las necesidades básicas de la población, y por ello mismo la eficacia de ciertos derechos fundamentales, "la intervención del Estado en la actividad de los particulares que asumen empresas dedicadas a este fin es particularmente intensa, y su prestación se somete a especial regulación y control"2".

(...)

Ahora bien, en materia de restricción de las libertades económicas la jurisprudencia constitucional ha señalado que son constitucionalmente legítimas de cumplir las siguientes condiciones: (i) debe llevarse a cabo por ministerio de la ley; (ii) debe respetar el "núcleo esencial" de la libertad de empresa; (iii) debe obedecer al principio de solidaridad o a alguna de las

¹ Sentencia C- 615 de 2002.

² Sentencia C- 615 de 2002.

de acceder a la contratación de este producto para las vigencias que se van a asignar en los próximos meses (2014-2015 y 2015-2016).

Por tanto, ante las alternativas planteadas en la resolución, la invitación es a reflexionar sobre la problemática anteriormente planteada y sobre los siguientes elementos que aportan a la discusión.

Entendemos que el objetivo macro del MME es el de:

"Introducir reformas al sector gas para incentivar el desarrollo oportuno de infraestructura de suministro y/o transporte de gas natural que permita contar con nuevas fuentes, promover una mayor confiabilidad y propender por un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y de transporte", y en tal sentido comprendemos que ha considerado prudente definir un período de transición para la contratación de gas, antes de la entrada en vigencia de las reformas antes mencionadas y en particular las relacionadas con la comercialización de gas natural.

No obstante lo anterior, consideramos igualmente conveniente tener en cuenta que la CREG tiene dentro de sus funciones "Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia"

Con lo cual, y al tener la Comisión a cargo la regulación de los sectores de gas y energía, entenderíamos que esta función no sólo se

finalidades expresamente señalada por la Constitución; y (iv) debe responder a criterios de razonabilidad y proporcionalidad en sentido lato.

De lo anterior se concluye, entonces, que los poderes de intervención del Estado en materia de servicios públicos en general llevan aparejados la facultad de restringir las libertades económicas de los particulares que concurren a su prestación. Esta facultad se desprende a su vez de la amplia libertad de configuración de legislador en materia económica y especialmente cuando se trata de la regulación de los servicios públicos, la cual ha sido puesta de relieve por la jurisprudencia constitucional³.

Consecuentemente con lo anterior, y conforme se expresó anteriormente, el documento CREG 067 de 2011, contiene los análisis que soportan el establecimiento del período de comercialización propuesto, de conformidad con los criterios establecidos en la Ley 142 de 1994. Y, de acuerdo con la información con la que cuenta la Comisión, para el 2014 estarán dadas las condiciones para un adecuado proceso de planeamiento y consolidación de un mercado mayorista de gas, con lo cual el período de dos años busca legítimamente la consecución de los fines establecidos en la Ley 142 de 1994.

Finalmente, se acoge la sugerencia de algunos agentes y se establecen disposiciones encaminadas a permitir la comercialización de los excedentes del procedimiento de comercialización de la OPTDVF.

³ Sentencia C 186 de 2011

refiere al sector eléctrico, sino que la misma incluye la creación de condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta de gas natural para abastecer los requerimientos de las plantas térmicas, para participar en los dos procesos actualmente en curso para la asignación de cargo por confiabilidad.

De otra parte, está actualmente en proceso el estudio de factibilidad para implementar la opción de gas importado como alternativa de respaldo al cargo por confiabilidad, la cual, de llegar a ser implementada debe entenderse que por sus características será utilizada básicamente para el abastecimiento de la demanda de gas de las plantas térmicas ante la presencia del fenómeno del niño.

De igual manera, hay que tener en cuenta que por la topología del sistema interconectado nacional, y la metodología de formación de precios en la Bolsa de energía se requiere de una generación por parte de estas plantas para asegurar el abastecimiento de energía en adecuadas condiciones de calidad.

En razón al entendimiento y necesidades anteriormente expuestas, sometemos a consideración de la CREG que a partir del balance de oferta proyectado para los próximos 5 años, se faculte la contratación de los requerimientos de gas de las plantas térmicas para los años 2014 a 2016 en condiciones similares a las contempladas en el artículo 12 del decreto 2100 recientemente expedido por el Ministerio de Minas y Energía, de manera tal que se fomenten las condiciones y alternativas de abastecimiento de gas para respaldar los ingresos de cargo por confiabilidad actualmente en proceso de asignación, y se asegure al menos el gas

GECELCA

requerido para atender los requerimientos derivados de la generación de seguridad que atienden estas plantas.

1. Aspectos Generales

..., con esta propuesta se podrían presentar dificultades en la contratación del gas que la demanda térmica requiere para su participación en el esquema del Cargo por Confiabilidad para las vigencias 2014 – 2015 y 2015 – 2016 actualmente en proceso de asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF), al restringir el período de transición de Enero de 2012 a Diciembre de 2013.

Es decir, se debería revisar la armonización de los requisitos de contratos de gas natural en firme del Cargo por Confiabilidad, el cual tiene periodos de planeación de cuatro (4) años, con respecto a la propuesta de una transición para la comercialización de gas nacional que solo permitiría a las plantas térmicas la contratación de éste recurso para la vigencia 2012 – 2013, en lugar de permitir a la demanda térmica tener la opción de acceder a la contratación de gas para las vigencias que cubren los años 2014-2015-2016.

Por consiguiente en relación con el periodo de transición, consideramos que lo más conveniente para el sector energético sería permitir que los contratos de suministro de gas natural se suscriban hasta el 31 de diciembre de 2016. Esta propuesta permitiría el descubrimiento de la verdadera disponibilidad de gas natural más allá del año 2013, y el sector de gas natural recibiría de manera oportuna las señales requeridas para tomar las decisiones de inversión como el desarrollo de reservas probables y nuevas

COLINVERSIONES

reservas o el dimensionamiento de la infraestructura de importaciones de gas natural que el país necesitaría para asegurar el abastecimiento de gas natural de mediano y largo plazo

Inquietudes sobre las reglas de comercialización para la transición.

Las reglas para la transición de la resolución 081 de 2011 (en consulta) dejan a las térmicas, no sólo en orden de prioridad sino en el tiempo, al final del proceso de contratación de gas para el período 2012 – 2013. De esta forma las plantas térmicas a gas son el cierre del mercado y podrá obtener este combustible sólo si el resto de la demanda queda cubierta.

... por los tiempos previstos para la contratación y asignación de gas en el proceso de comercialización de transición de la resolución 081, nos veríamos obligados a recurrir a la alternativa de usar combustibles líquidos para efectos de respaldar adecuadamente las OEF asignadas para las vigencias 2012 – 2013 y 2013 – 2014.

Dado que con base en los balances de gas presentados por la CREG se observa que en condiciones normales, e incluso en condiciones críticas para 2012 y 2013, hay oferta suficiente, y con prioridad de la demanda nacional, no debería aplicarse el orden de prioridad propio de un período de racionamiento programado. En cualquier caso, la demanda térmica debe atenderse de manera prioritaria para evitar que el país incurra en sobrecostos evitables.

Los contratos de OCG contra exportaciones amplían las alternativas para respaldo de las OEF para las vigencias 2012 – 2013 y 2013 –

2014. Ante la incertidumbre sobre la disponibilidad de contratos firmes, y dado que las exportaciones son libres y no están cubiertas por los procedimientos de negociación de la PTDV, debe permitirse a los agentes generadores térmicos interesados en OCG que puedan comenzar a negociar de manera inmediata estas opciones con los productores – comercializadores.

La transición debe ser consistente con los plazos de entrada previstos para las plantas de regasificación, extendiéndose al menos hasta noviembre de 2014.

ECOPETROL

Periodo de Comercialización (Artículo 4 del Capítulo 1)

Vemos que el periodo de comercialización de 2 años (comprendido entre el primero de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2013) no es consistente con las necesidades del mercado ya que aplaza y/o elimina decisiones de inversión tanto del lado de la demanda limitando su crecimiento, como del lado de la oferta. El mercado de gas requiere contratación de largo plazo y por tanto, sugerimos que se evalúe libertad en el periodo de comercialización.

Igualmente y de acuerdo con la redacción del segundo párrafo del artículo 4, se entendería que después de finalizado el "Periodo de Comercialización" no se podrían atender nuevas solicitudes de compra en firme ni interrumpible para el período de transición, lo cual constituye una restricción que le resta flexibilidad al mercado durante esta etapa y podría dejar cantidades de gas sin comercializar. Por ello, solicitamos que terminado el Periodo de Comercialización estipulado en el artículo 4, el gas remanente

pueda ser vendido mediante acuerdos bilaterales.

Como se mencionó en el punto 2 de la presente comunicación, estas disposiciones propuestas incurren en violación de principios constitucionales reiteradamente protegidos por la Corte constitucional, como lo son la libertad de empresa, y la libre competencia. La Sentencia C - 830 de 2010 expresa frente a la libertad de empresa que "se fundamenta en la libertad de organización de los factores de producción, la cual incluye la libertad contractual, que ejercida por el sujeto económico libre, atiende la finalidad de que en el mercado confluye un equilibrio entre los intereses de los distintos agentes".

Este concepto incluye un principio de mayor envergadura, el de las libertades económicas, en donde se encuentra la libertad de empresa y la libre iniciativa privada. En este sentido la Corte considera que dichas libertades son "expresión de valores de razonabilidad y eficiencia en la gestión económica para la producción de bienes y servicios y permite el aprovechamiento de la capacidad creadora de los individuos y de la iniciativa privada. En esa medida, la misma constituye un valor colectivo que ha sido objeto de especial protección constitucional" "Adicionalmente la libertad económica permite también canalizar recursos privados, por la vía del incentivo económico, hacia la promoción de concretos intereses colectivos y la prestación de servicios públicos".

Claramente nos enfrentamos a una Jurisprudencia de directa aplicación a la industria de producción de gas natural. La limitación entonces a la producción y la

comercialización de gas natural por 2 años sin obedecer a un criterio de eficiencia, razonabilidad y que beneficie el interés común, viola las libertades constitucionalmente protegidas que la Corte menciona pues no beneficia Intereses colectivos, sino que por el contrario afecta a los productores por no poder producir y ofrecer todos los recursos de que disponen, así como a los consumidores que no tienen certeza sobre los recursos energéticos que existen realmente en el mercado.⁴

Adicionalmente estas normas propuestas generan alta incertidumbre entre los agentes que compran y venden gas natural, pues las decisiones sobre Inversión que se deban tomar en el corto y mediano plazo se verán limitadas por la falta de certeza sobre la disponibilidad de recursos energéticos que genera la norma propuesta debido a la puesta en marcha de nuevas formas de comercialización. Todo lo anterior impacta directamente en la libertad de empresa, de la iniciativa económica privada y afecta los intereses colectivos, pues cualquier sobrevaloración del gas natural en el plazo que se quiere limitar la oferta de gas natural, solo impactará el precio de los servicios públicos domiciliarios y de los consumidores Usuarios no Regulados.⁵

Por tanto, para evitar los problemas jurídicos mencionados y para promover el crecimiento del mercado, reiteramos nuestra solicitud de dar libertad en el tiempo de comercialización. Si se atiende esta solicitud colectiva para la

4

⁵ Adicionalmente consideramos que se violan las siguientes disposiciones de orden legal; artículos 2, 73, 74 de la Ley 142 de 1994

EMGESA

comercialización, se atenderán los intereses colectivos del mercado de gas natural
De manera general, consideramos preocupante que las plantas del SIN que respaldan sus OEF 2014-2015 con gas natural tengan restricciones para lograr una adecuada contratación en el transcurso del 2011, relacionadas con el mecanismo de contratación de gas natural en la transición (Decreto 2100) y la definición de la reglamentación para la planta de GN. Estas restricciones son restricciones regulatorias que envían señales al mercado de desabastecimiento que afectaría de manera significativa la situación general y el desarrollo del mercado eléctrico.

COSENIT

... los proyectos de cogeneración industrial, los cuales requieren la garantía de un suministro de gas estable y predecible a varios años a fin de que las compañías, algunas de las cuales reportan a multinacionales, puedan justificar sus proyectos de inversión. He sentido la preocupación de varias de las industrias en el sentido de que un nuevo proyecto que aún no esté lo suficientemente estructurado y cuya demanda no pueda incluirse en el cronograma que empieza a correr una vez que la Resolución quede en firme, no tendría posibilidades de contratar suministros de gas en el periodo 2012-2013 y sólo se podría plantear desde el año 2014 en adelante y mediante una reglamentación que aún está por definirse.

Como es del conocimiento de Uds, la cogeneración industrial viene siendo

considerada por la industria como parte de una estrategia de optimización de costos y uso racional de la energía. Por consiguiente, sería importante conocer si existe algún mecanismo que permita mantener estos proyectos en la agenda energética de las industrias.

Por otra parte, en lo que se refiere a la subasta a finales de año para los nuevos proyectos de generación de energía eléctrica que aspiren a recibir Cargo por Confiabilidad, según la reglamentación de la Res 081 - 2011, en la práctica no habría nuevas plantas a base de gas natural que pretendan operar con gas nacional a menos que logren presentar contratos de suministro de gas proveniente de campos con producción < 30 mpcd. En el caso de los grandes campos (Cusiana, Guajira y La Creciente) no podrán asignar gas con posterioridad al 2014 hasta que la nueva regulación haya sido aprobada. Quisiera saber si esta interpretación es consistente con lo que Uds plantean en la Resolución 081-201.

ANDI

El esquema de comercialización propuesto no logra reducir la incertidumbre que tiene el sector industrial para la contratación del suministro de gas en el corto plazo (2 años) y mediano plazo (5 años).

La propuesta desincentiva el crecimiento de las industrias señaladas y su planeación energética de largo plazo, dado que está enfocada en solucionar la comercialización de gas en el corto plazo. Con estas reglas, los inversionistas no pueden acometer proyectos de ampliación ni construir nuevos proyectos productivos que utilice el gas como insumo o

como combustible. Durante el período de transición los productores solo pueden establecer compromisos de suministro hasta diciembre del año 2012, es decir, la propuesta normativa genera una barrera para atraer inversión en los sectores señalados.

Por lo tanto, es necesario expedir prontamente la normatividad de la comercialización de largo plazo, de forma tal que el período de comercialización sea fijado por las partes, permitiendo contratos de largo plazo, para incentivar el crecimiento y reducir el riesgo operacional de los sectores mencionados. Reiteramos la necesidad de permitir la negociación bilateral durante la transición, como lo han expresado la mayoría de los agentes del sector.

EPM

El mecanismo propuesto durante la transición no brinda opciones reales de contratación a los agentes térmicos para respaldar las obligaciones de energía para los periodos 14-15 y 15-16, por el límite impuesto en el proyecto de resolución al definir un horizonte de contratación sólo para los años 2012 y 2013. De otro lado, y con el ánimo de sincronizar esta transición con los periodos a contratar para el respaldo del cargo por confiabilidad de la demanda térmica, se sugiere que el período de contratación de la transición llegue solamente hasta noviembre de 2013, iniciando el nuevo mecanismo de comercialización a partir de diciembre de 2013.

CHEC

Resaltamos la importancia de incentivar la declaración de oferta en firme del Productor, sin embargo para las Plantas Térmicas, el limitar la duración de los contratos suscritos

en la transición para los años 2012 y 2013 no es suficiente teniendo presente que en la Resolución 056-2011, la Subasta para la asignación de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad son para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2015 y el 30 de noviembre de 2016. Por lo que consideramos que la duración de los contratos suscritos en la transición debe ser hasta 2016 para hacerlas consistentes con la declaración a realizar en Octubre 28 de 2011 para el periodo 2015-2016. De no ser así, el único camino para respaldar las Obligaciones de Energía Firme sería con Combustible Líquido, por lo que se requiere también terminar de concretar las señales e incentivos del GNL para que los térmicos podamos determinar la posible inversión y recuperación de misma y establecer el procedimiento permanente y definitivo de comercialización del gas a la mayor brevedad.

Entendiendo que los tiempos definidos en el proyecto de resolución están en días hábiles, el tiempo total de todo el procedimiento de Comercialización se aproxima a tres meses, con lo que prácticamente se impide a las plantas térmicas contratar a través este mecanismo de comercialización, el Gas para la OEF de los periodos 2015-2016 por lo que consideramos importante agilizar los tiempos del procedimiento de transición de comercialización, siempre que se permita contratar hasta diciembre 2016 como se solicita arriba.

ANDESCO Importancia de la Regulación Transitoria y Permanente para la comercialización del gas.

Como se expresó en comunicación anterior, reconocemos el esfuerzo de la Comisión por avanzar en la implementación regulatoria de las medidas de política energética para el sector de gas natural trazadas en el Decreto 2100 de 2011, en particular para la transición. No sobra reiterar que dadas las necesidades de contratación en el mediano y largo plazo del suministro de gas para los mercados de distribución y para las plantas térmicas que deben respaldar sus ofertas de energía firme para la asignación del Cargo por confiabilidad de los periodos 2014-15 y 2015-16, se requiere que antes de finalizar el año se establezca el procedimiento permanente de comercialización del gas que permita la toma de decisiones para las distintas opciones de abastecimiento del energético.

5. COMERCIALIZACIÓN DE LA OFERTA DE PRODUCCIÓN TOTAL DISPONIBLE PARA LA VENTA DE GAS NATURAL CON PRECIOS MÁXIMOS REGULADOS

NATURGAS

Consistencia de la Resolución CREG 081 con el Decreto MME 2100 de 2011

“... se revise el contenido del proyecto regulatorio asociado a las disposiciones dispuestas en el Decreto MME 2100 de 2011. La Resolución propuesta tiene su origen principal en las previsiones del Decreto, en este sentido, en todos los casos y, en este particular, el marco regulatorio debe guardar total consistencia con la política energética.

El Decreto dispone que la “Demanda Esencial” se conforma por las cantidades que consumen: i) los usuarios residenciales, ii) pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, iii) el GNV, iv) la compresión para transportadores, y v) el gas destinado para las refinerías. Esta previsión opera como un derecho de la Demanda Esencial que debe materializarse en la comercialización de toda la oferta (proveniente de campos con precio regulado y libre) y corresponde a la CREG hacerlo efectivo en la regulación. La Resolución CREG 081 de 2011 viabiliza el derecho en su artículo 5 en concordancia con las prioridades de despacho ordenadas por el artículo 32 del Decreto MME 2100 de 2011. Sin embargo, para la oferta proveniente de campos con precio libre, cuando éste se comercializa mediante subastas, no existe disposición alguna que regule el derecho de prioridad para la Demanda Esencial. Reiteramos que el Decreto no distingue la aplicación del concepto de Demanda Esencial en ningún caso, por lo cual su aplicación regulatoria debe ser efectiva para todo tipo de campo e inmersa en el mecanismo de comercialización transitorio y definitivo.

De acuerdo con el artículo 5 del Decreto 2100 de 2011, “Los Agentes que atiendan la Demanda Esencial tienen la obligación de contratar el suministro y el transporte de gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda, con Agentes que cuenten con Respaldo Físico”. En el Parágrafo 2 del mismo artículo, se establece que “La CREG, siguiendo los lineamientos establecidos en el Artículo 13 de este Decreto, definirá los mecanismos que permitan a los Agentes que atiendan a la Demanda Esencial tener acceso a los contratos de suministro v/o transporte de gas natural”. En el artículo 13, se establecen los lineamientos para la expedición de los mecanismos y procedimientos de comercialización. Los lineamientos definidos son: “... promover la competencia, propiciar la formación de precios eficientes a través de procesos que reflejen el costo de oportunidad del recurso, considerando las diferentes variables que inciden en su formación, así como mitigar los efectos de la concentración del mercado y generar información oportuna y suficiente para los agentes.”

De lo anterior se puede concluir que la demanda tiene la obligación de asegurar el suministro de gas natural mediante contratos en firme y el derecho de ejercerlo en el esquema de comercialización diseñado y estructurado por la Comisión.

El esquema presentado en la Resolución CREG 081 de 2011, promueve la libre participación de todos los agentes con el objeto de asegurar el suministro de gas natural mediante contratos firmes e interrumpibles. Sin embargo, la existencia de distintos regímenes de precios genera una distorsión para efectos del procedimiento de comercialización. Cuando se regula el precio de un bien, la variable de asignación son las cantidades. El Ministerio de Minas y Energía resuelve la asignación de contratos de suministro de gas en firme proveniente de campos con precio máximo

Así mismo llamamos la atención sobre la no inclusión de la demanda industrial regulada en la definición de Demanda Esencial. Consideramos que este tipo de usuarios debe equipararse a pequeños comerciales, pues las cantidades de consumo, individualmente consideradas, en algunos casos, pueden ser las mismas y las características de usos similares.”

Cantidades para la demanda regulada

“Dispone la propuesta regulatoria que las solicitudes de compra para la demanda regulada ‘será como máximo el valor de los consumos del último año disponible...”

Sobre el particular hacemos las siguientes observaciones:

- Expansión e incremento de demanda. La norma presentada compromete la expansión en la medida en que las cantidades de gas que se requieran para atender nuevos proyectos no es posible incluirlas en las solicitudes de compra. Adicionalmente las cantidades de gas para atender incluso la demanda vigente pueden ser mayores. Así, sugerimos que quien atiende este tipo de demanda disponga de mayor libertad para estructurar sus ofertas de compra bajo un escenario que permita justificar los incrementos.

No se dispone de la metodología de distribución. La norma propuesta unido a la ausencia de la metodología imposibilita que los agentes realicen compras bajo un meridiano horizonte de certeza comercial. En ese sentido, la norma elimina el riesgo que los distribuidores quisieran asumir para expandir los mercados atendidos y para agregar

regulado, mediante la priorización por tipo de demanda de la Oferta de la Producción Disponible Total para la Venta en firme (OPTDVF), es decir las cantidades. Sin embargo, en los campos con precio libre, la asignación de la Oferta de PTDVF se da vía precio y no exige la priorización de la demanda, porque el mecanismo de mercado asegura que el bien sea asignado al individuo que más lo valora.

Por lo anterior, es equivocada la afirmación en la que se manifiesta que la propuesta regulatoria hace caso omiso de los lineamientos de política respecto a la Demanda Esencial y por el contrario el procedimiento cumple con los criterios de competencia, formación de precios eficientes, información suficiente y oportuna para los agentes.

Finalmente, no es de competencia de la Comisión la modificación de la definición de Demanda Esencial con el fin de incluir la demanda industrial regulada en ésta.

- El parágrafo 1 del Artículo 5º de la Resolución CREG 081 de 2011 establece lo siguiente:

“Las cantidades presentadas en las Solicitudes de Compra de los Distribuidores Comercializadores para la atención de la demanda regulada, será como máximo el valor de los consumos del último año disponible, de acuerdo con la información disponible en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, actualizada con la tasa de crecimiento de la demanda nacional proyectada por la Unidad de Planeación Minero – Energética para los años 2012 y 2013.”

La propuesta establece que con el propósito de asignar la Oferta de Producción Total Disponible para la Venta en firme— Oferta de PTDVF con precios máximos regulados, las cantidades presentadas por los Distribuidores – Comercializadores en las Solicitudes

nuevos. Es importante anotar que el incremento de la demanda, como una señal positiva para incentivar la exploración y la estructuración de mecanismos para ampliar la oferta, debe enmarcarse en la posibilidad de ampliar mercados y en la existencia de una norma que lo posibilite. Entendemos que la intención regulatoria es evitar que se creen ofertas artificiales, sin embargo, esto no se logra asumiendo que la demanda regulada presente un crecimiento nulo o vegetativo, pues la realidad indica lo contrario y la conveniencia para el sector se debe orientar a enviar señales de inversión que apunten a un crecimiento

de Compra, que tenga como propósito la atención de la Demanda Regulada, debe corresponder como máximo, al consumo del último año que esté reportado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos – SSPD. Este valor puede ser ajustado por la tasa de crecimiento de la demanda nacional de gas natural proyectada por la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME para los años 2012 y 2013.

La Comisión establece un límite a las cantidades que pueden ser solicitadas por parte de los agentes con capacidad de comercialización, en la medida que la asignación del bien no está fundamentada en precios, es decir, no se asigna el bien al agente que más lo valora. De hecho, la directriz de política establecida en el artículo 32 Decreto 2100 de 2011, establece un esquema de asignación de cantidades por tipo de demanda con el propósito que los Distribuidores – Comercializadores aseguren el suministro para atención directa de “... *los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en su red de distribución...*”, o “... *de sus usuarios industriales regulados*”, es decir, de los usuarios que actualmente son atendidos por el Distribuidor – Comercializador por estar inmersos en su red de distribución. De lo anterior, no es evidente que para efectos del mecanismo de comercialización de la Oferta de PTDVF con precios máximos regulados se incorporen en el análisis nuevos proyectos, pues no corresponde a usuarios que hagan parte de alguna red de distribución.

Sin embargo, la Comisión considera que durante el Período de Transición la dinámica del sector debe mantenerse y por lo anterior propone que para efecto de ajustar el consumo del último año disponible en el SUI y, que sirve de base para definir las cantidades a ser presentada en las Solicitudes de Compra, se utilice

**ASOCIACIÓN
COLOMBIANA
DEL PETRÓLEO**

Cómo sería el procedimiento de pre asignación del gas de Guajira cuando este no alcanza totalmente para atender las solicitudes de compra de determinado nivel de prioridad: Se recomienda que la asignación se realice a prorrata dentro del correspondiente nivel de prioridad.

la máxima tasa de crecimiento de la demanda doméstica por región, para cada uno de los años de proyección. Lo anterior implica las siguientes relaciones:

$$SDR_t^{DC} = CONSUMODR_{DC} \times \prod_{t=2012}^{2013} (1 + \%TC_{t,r})$$

$$\%TC_{t,r} = \max(\%tc_{t,r}^{enero}, \dots, \%tc_{t,r}^{diciembre})$$

$$\%tc_{t,r}^{mes} = \frac{Domestico_{t,m}^r}{Domestico_{t,m-1}^r} - 1$$

Donde,
 SDR_t^{DC} , Demanda de Gas Natural para la atención de la Demanda Regulada por DC, para el año t
 $CONSUMODR_{DC}$, Cantidades de Gas Natural Consumidas por la Demanda Regulada, en MBTUD, atendido por DC, durante el año t - 1
 $\%TC_t$, Tasa de crecimiento de la demanda doméstica proyectada por la UPME, que resulta de aplicar la función máxima ($\max()$) a las tasas de crecimiento mensual $\%tc_t^{mes}$ en el año t para la región r
 $Domestico_{t,m}^r$, corresponde a la demanda doméstica proyectada por la UPME para el año t, mes m, de la región r.
 t, corresponde a los años 2012 y 2013
 m, corresponde a los 12 meses del año
 r, corresponde a la región de la Costa o dei Interior, dependiendo donde estén ubicados los usuarios.
 DC, corresponde al Distribuidor Comercializador.

COLINVERSIONES

Para efectos de controlar la posibilidad de sobredemanda por parte de agentes que tienen prioridad en la asignación del gas de campos de precio regulado, que no podría ser atendida por restricciones de capacidad de transporte, sugerimos se establezca un límite

**6. MECANISMOS PARA LA
COMERCIALIZACIÓN DE LA
OFERTA DE PRODUCCIÓN
DISPONIBLE PARA LA VENTA
PROVENIENTE DE CAMPOS DE
PRODUCCIÓN CON PRECIO
LIBRE**

EMGESA

a la demanda que se asigne o preasigne en el campo de precio regulado, igual a la capacidad de transporte existente de la Costa hacia el interior. Con base en esta capacidad se preasignaría un volumen de gas iniciando por orden de prioridad y por prorrata dentro del mismo nivel de prioridad.

Art. 5. Parágrafo 1. Se sugiere aclarar cuál es el escenario de crecimiento de demanda de la UPME y que este sea un escenario publicado en la página u oficializado. Adicionalmente, se considera conveniente que la tasa de crecimiento que se tome sea sectorial por costa e interior ya que este es un valor calculado por la UPME y refleja de manera adecuada los requerimientos de los sectores.

ISAGEN

Según nuestro entendimiento del procedimiento de comercialización definido en este proyecto de regulación, parecieran no viables las opciones de compra de gas por parte de los generadores sobre el gas de exportación, ya que entendemos serían los mismos agentes los que ofrecerían las opciones de compra, y para el caso del gas de exportación las directrices del Decreto 2100 impiden que un remitente adjudicado en el proceso de comercialización pueda comprometer las cantidades asignadas a la exportación. Frente a este tipo de mecanismos, consideramos que podría establecerse un régimen especial para que los Productores y generadores térmicos puedan realizar este tipo de contratación sin tener que acudir a los esquemas de comercialización de gas establecidos por la Comisión.

Finalmente, consideramos que es necesario ahondar en las directrices de política y regulación para neutralizar la posición de

En general, los comentarios de los Agentes están concentrados en los siguientes temas y subtemas:

- Producto
 - Definir regulatoriamente el nivel de Take or Pay
 - Indexación de precios
 - Compensaciones y eventos eximentes
- Negociación Bilateral
- Subastas
 - Subasta única
 - Regular el precio de inicio de las subastas
 - Flexibilidad contractual en la subasta
- Comercialización de excedentes
- Limitación a la participación el mecanismo de comercialización

dominio de los Productores que se ha presentado en los últimos procesos de comercialización en los que ha aplicado la Resolución CREG 095 de 2008, con este propósito reiteramos nuestra solicitud tendiente a:

- Limitar la imposición de contratos Take or Pay con niveles hasta del 95%
- Restringir la utilización de altos precios base de apertura para las subastas soportado en metodologías Net Back con el precio regulado de Guajira
- Evitar la imposición de esquemas de indexación que no corresponden a los costos de oportunidad del energético
- Restringir el diseño de los productos que conduzcan a la obligación para que los remitentes adquieran las franjas de cantidades fijas que ofrece el Productor, sin considerar en ningún momento las necesidades reales de los clientes.

Impedir la imposición de compensaciones facultativas para la no entrega de gas, que en el ámbito legal podrían limitar la responsabilidad del incumplimiento contractual del Productor frente al Remitente. ... Entendemos que en el numeral 6.2 del artículo 6, cuando la demanda de gas no supera la oferta disponible, el Productor puede mediante contratos bilaterales atender las Solicitudes de Compra recibidas. Sin embargo, el proyecto de resolución no establece condiciones mínimas en estos casos como precio mínimo o máximo, porcentaje de TOP, condiciones de pago y garantías. Al respecto ISAGEN considera que la falta de estas definiciones no proporciona

A continuación se analiza cada uno de los temas y subtemas citados arriba:

- Producto
 - Definir regulatoriamente el nivel de Take or Pay

Como se explicó en la sección 1 de esta matriz, *“El pago mínimo mensual o porcentaje de ToP, desde el punto de vista del comprador, es un incentivo para determinar con exactitud la demanda que tendrá durante la vigencia del contrato. Por su parte, desde el punto de vista del vendedor, representa la contraprestación que paga el comprador por garantizar la disponibilidad del gas en firme en todo momento. En cuanto al contrato, este porcentaje es una herramienta para distribuir el riesgo de demanda entre las partes, es decir, para una misma expectativa de consumo, cuando el porcentaje de ToP es alto, la asignación del riesgo de demanda se inclina hacia el comprador y, cuando es bajo, se traslada al vendedor.*

De lo anterior se puede inferir que el %ToP determina el riesgo del perfil de flujo de ingresos de los contratos y en esa medida, la Comisión no considera oportuno, ni recomendable, regular este parámetro, en la medida que es del ámbito de gestión financiera de la empresa, en particular, de la generación interna de caja.

Sin embargo, la Comisión aclara en la Resolución definitiva que para efecto de gestionar el riesgo de contratos Pague lo Contratado con niveles de %ToP inferiores a 100%, los Productores-Comercializadores podrán comercializar las cantidades asociadas a la siguiente relación, $(1-\%ToP)Q$, bajo contratos de suministro en la modalidad interrumpible, si estas cantidades asociadas no han sido nominadas o re-nominadas en el día de gas. En todo caso, si las

MADIGAS

protección al comprador al momento de negociar con los Productores, lo que llevaría a la demanda a asumir los costos que devengan de estas condiciones unilaterales.

En el mismo sentido del comentario anterior, consideramos que el reglamento debería establecer un mecanismo mediante el cual el Productor se comprometa a ofrecer un mínimo de su declaración de Producción Total Disponible para la Venta (PTDV), y no dejar esta determinación bajo total discrecionalidad del Productor. En su defecto, bajo ningún esquema debería pedirse la comercialización del gas no declarado por parte del Productor.

En el articulado de los mecanismos de comercialización debería darse la oportunidad de negociación bilateral para los mercados regulados teniendo en cuenta que existen sanciones cuantiosas para los distribuidores que atienden mercados regulados al no tener la posibilidad de poder asegurar gas para los usuarios en firme, además que las economías adquiridas van al usuario final.

En el articulado se dice que si el gas que se negocie mediante subasta la oferta mínima debe ser de un (1) GBTUD y además se coloca la restricción que en caso que este gas sea comprado por un comercializador este no podrá revender gas natural a otro comercializador que atienda mercados regulados.

¿Cómo pueden conseguir suministro de gas en firme los distribuidores comercializadores que atienden mercados donde su demanda no alcance un (1) GBTUD?

¿De qué manera los productores comercializadores pueden cumplir las obligaciones de entrega de Gas de los Take

cantidades de gas (1-%ToP)Q son renominadas durante el día de gas, el Productor Comercializador deberá, asegurar el suministro y cumplir el contrato firme.

- Indexación de precios

Con el fin de homogenizar los períodos de actualización de precios de gas natural durante el período de transición, la Comisión aclara que estos se deberán actualizar en las mismas fechas que el precio regulado de los campos de La Guajira, es decir, febrero y agosto. Así mismo se aclara que el Índice que debe ser utilizado corresponde a Platts US Gulf Coast Residual Fuel No.6 1.0% sulfur fuel oil.

- Eventos eximentes y Compensaciones

Los Agentes manifiestan que no es conveniente establecer definiciones de los contratos en la medida que en el momento se está adelantando una Consultoría con el fin de estandarizar los contratos de suministro y transporte de gas natural. De otro lado, los distribuidores-comercializadores manifiestan que el nivel de compensaciones establecido en la Resolución CREG 081 de 2011 es económicamente desequilibrada en la medida que los costos que enfrentan estos por la interrupción del servicio son superiores, de acuerdo a lo establecido en la Resolución CREG 100 de 2003.

Por lo anterior la Comisión aclara lo siguiente:

- No se establecerá ninguna regulación sobre Eventos Eximentes. En este sentido, los contratos celebrados en el marco de esta resolución deberán observar las normas

**ASOCIACIÓN
COLOMBIANA
DEL PETRÓLEO**

or Pay de los contratos que vence a 31 de diciembre de 2011 pero que traen cláusulas que el gas no consumido en las fechas estipuladas y que han sido pagados pueden ser tomados hasta por 12 meses corridos después del día de facturación, es decir estas obligaciones cesarían hasta el 31 de diciembre del 2011?

- Consideraciones sobre aspectos relacionados con la estandarización de contratos

... los P/C consideran de especial importancia que durante este periodo se evite la adopción por parte de la CREG de definiciones sobre aspectos clave que deben ser adoptados para el esquema de comercialización posterior y sobre los cuales aún no se ha agotado la discusión entre los agentes y para lo cual la CREG tomará como insumos los resultados de los estudios contratados con los consultores internacionales.

- El Anexo 1 "Guías para el desarrollo de subastas para la comercialización de la Oferta de la Producción Total Disponible para la Venta (OPTDV) de campos con precio libre" incluye el alcance de "Eventos Eximentes" que debe ser incluido en los términos contractuales. La CREG anticipa una definición que pudiera constituirse como precedente y referente que limite y sesgue la discusión necesaria de la propuesta sobre el nuevo esquema de comercialización. Más aún, si se tiene en cuenta que el Tercer Informe de la consultoría sobre estandarización de contratos presenta importantísimos análisis y recomendaciones sobre el tratamiento de los eventos de fuerza

vigentes.

- De otro lado, la Comisión modificará, en Resolución aparte, la Resolución CREG 100 de 2003 con el fin de ajustar el costo de interrupción del servicio cuando éste sea ocasionado por el Productor- Comercializador, en concordancia con lo definido en el contrato de suministro.
- Negociación Bilateral y comercialización de excedentes

Los agentes han solicitado que exista una "instancia" posterior, cuando como resultado del mecanismo de Negociación Bilateral, no se llegue a un acuerdo comercial para el suministro en firme de gas y si es posible la comercialización del gas excedentario con posterioridad al período de comercialización.

Para analizar este punto, es importante recordar que para comercializar la Oferta de PTDVF mediante Negociaciones Bilaterales, la actividad de comparación entre la Oferta de PTDVF y las Solicitudes de Compra, por punto de entrada al SNT y modalidad contractual, debe haber dado como resultado, que el primero sea mayor que segundo, es decir, que existan excedentes de Oferta de PTDVF.

Si como resultado de la Negociación Bilateral las partes no llegan a un acuerdo comercial de suministro, los agentes vendedores y compradores tendrán las siguientes alternativas:

- Los productores-comercializadores podrán comercializar el gas no comprometido mediante contratos de suministro en firme, a

mayor y eventos eximentes en los términos a estandarizar.

- Definición de la Oferta de Producción Total Disponible para la Venta – OPTDV

Dado que la definición de PTDV del Decreto 2100 se refiere a la disponibilidad total de gas que puede ser vendida bajo cualquier modalidad y con el fin de preservar la política adoptada en el Decreto y evitar confusión en los términos, se propone que en la definición de OPTDV, la cual se refiere exclusivamente a la oferta para contratos firmes o de firmeza condicionada, su denominación se modifique por: "Producción Total Disponible para la Venta en Firme – PTDFV".

Igualmente, con el fin de guardar consistencia con la política y definiciones del Decreto 2100 en lo relacionado con la PTDV, la definición debe incluir la referencia "al punto de entrada al SNT".

Texto sugerido

Oferta de Producción Total Disponible para la Venta – OPTDV Producción Total Disponible para la Venta en Firme - PTDFV: Es la cantidad de gas por campo o punto de entrada al SNT, respecto a la PTDV declarada, que un productor – comercializador o comercializador está dispuesto a ofrecer bajo Contrato Firme o de Firmeza Condicionada.

- Comercialización posterior al "período de comercialización"

El proyecto no prevé cómo se comercializa el gas que por determinadas circunstancias no fue posible asignar durante el denominado "Período de Comercialización" definido en el artículo 4 en los siguientes casos:

partir del período de la finalización del período de comercialización y hasta el 31 de diciembre de 2012, con el propósito de atender solicitudes de suministro para el período comprendido entre el 1º de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2013.

- En atención de lo anterior, las partes en el procedimiento de negociación bilateral podrán insistir en la negociación posterior al período de comercialización.
- En todo caso, los contratos resultantes de la Negociación Bilateral deberán ser publicados de acuerdo con el Formato 4B de la Resolución.
- La página de internet propuesta en la Resolución CREG 081 de 2011, funcionará hasta el 31 de diciembre de 2013.

- Subastas

- Subasta única

Los agentes plantean la realización de una subasta única, es decir, que de común acuerdo los Productores Comercializadores seleccionen un subastador único que agregue las funciones de oferta de todos los puntos de entrada al SNT, como fue el planteamiento inicial en la Resolución CREG 095 de 2008.

La propuesta anterior tiene una dificultad en la práctica y es que el diseño y estructuración de este tipo de subasta cuando hay varios puntos de entrada al SNT y empresas con derechos de explotación es compleja y requiere un tiempo más amplio para su desarrollo.

Para el gas con precio libre:

- Cuando, según lo previsto en el artículo 7 para el período de Negociación Bilateral, si el agente que ha presentado la Solicitud de Compra, no ejerce el “derecho de expectativa de compra” y no suscribe el contrato de suministro dentro de los 16 días establecidos.
- Cuando la oferta supera la demanda, y concluido el “Período de Comercialización” para la negociación bilateral, existe de todas maneras un exceso de gas. La Resolución debería prever que dicho gas puede negociarse libremente en cualquier momento y bajo cualquier modalidad. Esto es igualmente válido para el caso de los campos con precio regulado.
- Las cantidades no solicitadas por el comprador en Contratos existentes de OCG, bajo la modalidad interrumpible.
- En la subasta, el gas ofrecido bajo FC para un lado de la demanda (en pico o en base) cuando ya existe un contrato que viene vigente y continúa así durante la transición, podría no encontrar compradores que se ajusten a las condiciones propuestas. El P/C debería quedar en libertad para negociar ese gas, una vez concluido el “período de comercialización”, ya sea bajo firmeza condicionada buscando el “match” adecuado entre compradores (el que viene con el contrato vigente y los nuevos) y/o en contratos interrumpibles.

Para el gas con precio regulado:

Cuando, según lo previsto en el artículo, se presentan agentes que renuncian a sus

De hecho, la Comisión, ha contratado al Dr. David Harbord con el fin que diseñe y estructure una subasta que sea única y que hace parte de las bases conceptuales del esquema de comercialización de mediano plazo.

- Regular el precio de inicio de las subastas

La Comisión mediante la Resolución CREG 023 de 2000 definió que los precios en el punto de entrada al SNT de campos distintos a La Guajira y Opón son libres, independiente de su esquema de comercialización, es decir, subasta o negociación bilateral.

La definición de un precio de inicio para alguno de los dos esquemas, cambiaría las reglas bajo las cuales los agentes tomaron la decisión de inversión en infraestructura de producción y en este sentido, la tasa óptima de extracción del stock de reservas.

- Flexibilidad contractual en la subasta

Los agentes solicitan una mayor flexibilidad o variedad de contratos en la subasta. La Comisión en atención a esta solicitud, y como ha sido explicado en la Sección 1 de esta matriz, ha definido que la Oferta de PTDFV y Solicitudes de Compra sean declaradas por modalidad contractual.

Lo anterior permite que el mecanismo de comercialización, negociación bilateral o subasta, sea aplicado a las cantidades de gas declaradas en cada modalidad contractual.

De otro lado, la Comisión considera que la implementación de los mecanismos de comercialización, subasta o negociación bilateral, tienen un trade-off entre flexibilidad contractual y formación eficiente de precios.

expectativas de Compra de la OPTDV. Esta situación podría dar lugar a una nueva pre asignación no prevista en el Proyecto. Sin embargo, ya los agentes no pre asignado inicialmente podrían estar asignados en el proceso de subasta de los campos con precio libre. El hecho es que podría presentarse excedentes de gas cuya comercialización debería poderse realizar en cualquier momento y bajo cualquier modalidad durante la transición.

Por lo antes expuesto, se recomienda que se deje en libertad a los P/C para negociar bilateralmente el gas en firme que no quedó comprometido durante el Período de Comercialización, bajo cualquier modalidad y para cualquier mercado, incluida la exportación.

- El Parágrafo 4 requiere de mayor claridad. Se sugiere la siguiente redacción: "En caso de tratarse de un comercializador, este no podrá representar ni vender a un distribuidor comercializador o a otro comercializador que atienda mercado regulado, el gas adquirido, salvo que éstos atiendan mercado regulado con una demanda inferior a 1GBTUD". Esta sugerencia en razón a que distribuidores que atienden mercados muy pequeños podrían quedarse sin la posibilidad de adquirir el gas, porque no podrían hacerlo en la subasta y tampoco a comercializadores.

Mecanismos para la comercialización de la oferta de producción disponible para la venta proveniente de campos de producción con precio libre.

Se recomienda realizar los siguientes ajustes

Evidentemente, las subastas requieren un mayor grado de estandarización contractual que la negociación bilateral, pero aseguran una formación de precio más eficiente.

Adicionalmente, la estandarización de términos contractuales es mandatorio en una subasta, porque la existencia de múltiples productos no asegura la convergencia de la misma y su fácil implementación.

- Limitación a la participación en el mecanismo de comercialización

Los agentes han solicitado la limitación a la participación de ciertos agentes, particularmente, de determinados segmentos de demanda, con el propósito de evitar lo que los agentes del mercado han denominado "demanda ficticia".

La Comisión, no encuentra ningún concepto económico, con el cual se pueda realizar algún tipo de análisis riguroso.

La presencia de exceso de demanda originada por Solicitudes de Compra duplicadas, ya sea porque un agente considera que puede intermediar por otro que también participa en el proceso, es un ingrediente del proceso de comercialización que resulta de la competencia de los agentes compradores por un bien escaso. Esta condición, es propia de cualquier mercado, y la dinámica que genera un exceso de demanda es usualmente generada por los agentes comercializadores, que en teoría tienen una mejor capacidad de negociación. Sin embargo, esto no necesariamente es así, en la medida que la liquidez del mercado y su tamaño juega un papel en este ejercicio de negociación.

y precisiones al artículo 6:

- Ajustar el título y contenido (especialmente el numeral 6) del artículo para que se haga referencia a la oferta de campos "o en punto de entrada al SNT" de acuerdo con la política establecida en el Decreto 2100 de 2011.
- Es conveniente que las solicitudes de compra sean más detalladas que lo que se contempla en el Anexo 2 del Proyecto. Por ejemplo, en el caso de solicitudes para contratos bajo FC y OCG se debería especificar el destino del gas (esto también para los demás contratos firmes), si se trata del suministro en la punta o en la base y qué agente se respalda con cada uno para efectos de lo exigido por la regulación. Igualmente, el destino del gas debe identificarse de acuerdo con los mismos sectores especificados en el artículo 32 del Decreto 2100.
- Ajustar la referencia a OPTDV por la que se adopte en su lugar, de acuerdo con la recomendación realizada anteriormente para las definiciones.
- El alcance del párrafo 1 debe precisarse en cuanto este se refiere a FC en el cual los compradores de ambos lados de la demanda complementaria corresponden al mercado doméstico para un nuevo contrato. Como ya se ha explicado, se trata de una comercialización bajo una modalidad de suministro que resulta transparente para el P/C pues se trata de la venta de un gas en firme con un take or pay del 100%. Igualmente, en el caso de FC con gas de exportaciones, debe considerarse que el

comprador en el exterior puede estar representado por el P/C

Asignación y publicación de los resultados de la comercialización de la OPTDV proveniente de campos de producción con precio libre (Artículo 8)

- Se recomienda que este artículo sea ajustado en concordancia con las modificaciones a la definición de la OPTDV que se propuso anteriormente
- Adicionalmente, como ya se ha expuesto, se requiere la precisión sobre las implicaciones que tiene en el proceso de asignación, la renuncia por parte de agentes al derecho de compra.
- Se recomienda que la Solicitud de Compra se realice por punto de entrada al SNT para efectos de la realización del balance entre oferta y demanda.
- No se considera conveniente tener la obligación de publicar un Reglamento de Subasta para consideración del mercado, antes de haber recibido las Solicitudes de Compra de los potenciales participantes en la subasta, tal como ocurre en la secuencia de eventos considerada en el Proyecto de Resolución. Esta obligación hace aún más exigente el desarrollo de los diferentes eventos por parte de los productores – comercializadores dado el estrecho tiempo disponible para acometer cada actividad. No es lógico, publicar un reglamento de subasta cuando aún no se sabe siquiera si va a haber subasta. Solicitamos tener en cuenta esta petición en la ubicación en el tiempo de los diferentes eventos asociados a la subasta.
- Sobre la indexación de los precios

En cuanto al mecanismo de actualización de precios que se propone en el anexo 1 del Proyecto, se recomienda que se precise que la periodicidad para dicha actualización (anual, semestral o mensual) será definida por el P/C.

ANDEG

..., la resolución plantea la realización de una única subasta o subastas simultaneas por los productores y comercializadores de gas, por el periodo definido en la misma. Ante el evento que un productor aumente su PTDV, en los casos en los cuales se deba a incrementos en sus reservas y/o capacidad de producción, para los años subsiguientes debería continuarse realizando subastas cada año que permitan comercializar esta producción adicional.

...En la definición de Oferta de Producción Total Disponible para la Venta – OPTDV, en necesario aclarar que es la cantidad que un productor está dispuesto a ofrecer en un periodo de tiempo anual. Tal como está redactado el productor la puede declarar con la periodicidad que quiera y si es superior a un año no sería posible realizar el balance oferta vs demanda de forma anual.

En el numeral 6 del artículo 6, define que el balance entre la oferta y la demanda se hace por campo, comparando las solicitudes de compra recibida frente la OPDTV en cada año. Es claro que éste balance por campo podrá llevar a situaciones complejas como que campos libres que tengan asignación vía subasta y otros vía mecanismo de contratación bilateral.

En tal sentido proponemos que el balance sea agregado tomando la demanda neta, no sobre estimada como lo comentábamos en el punto

anterior, para no crear una sobre demanda artificial y la OPTDV agregada de todos los campos, para así realizar el balance nacional agregado y posteriormente tomar la decisión de cual mecanismo utilizar en la asignación.

Con respecto al Numeral 4 del Artículo 7, el cual establece que la "Publicación de los Resultados del mecanismo de comercialización de la OPTDV proveniente de campos de producción con precio libre: Una vez surtidos los procesos de Negociación Bilateral o Subasta por los Productores Comercializadores y Comercializadores, deberán publicar los resultados de éstos en la página de internet de que trata el numeral 1 del artículo 10 de la presente Resolución, siguiendo el formato 4B del Anexo 2 de la presente Resolución", consideramos que debe establecerse en la resolución que esta publicación exige el compromiso irrevocable del agente a tener que cerrar la posición frente a la cual se le fue otorgado el gas.

Consideramos que si no se aclara este tema, se podrían presentar cierres parciales en la subasta a realizar, en los cuales un agente que tenga una pre asignación de un campo con gas regulado, puede entrar al mecanismo del campo con precio libre, arbitrar y no tener compromiso frente al arbitraje realizado. Esto exacerbaría la posibilidad de tener una demanda artificial que afectaría el resultado de la asignación, tal como lo planteamos anteriormente.

GECELCA

Dado que a los productores de gas natural se les permitiría la potestad de declarar evento eximente de responsabilidad durante los mantenimientos o labores programadas de sus instalaciones, sería menester de la

Comisión armonizar las condiciones exigentes de los contratos de gas con el cumplimiento de las obligaciones del cargo por confiabilidad de los generadores térmicos; para lo cual, se debería exigir a los productores de gas el pago de dineros que cubran los costos asociados al incumplimiento de las OEF, o en caso contrario sería adecuada el establecimiento de un evento exigente al cumplimiento de las OEF del generador ante un mantenimiento del productor de gas natural.

Otros aspectos que consideramos debería definir la comisión son el porcentaje de take or pay de los contratos en firme y el precio de inicio de las subastas.

COLINVERSIONES

- Sugerimos que los periodos de contratación deben tener en cuenta los plazos de vigencia de las OEF para los agentes térmicos, decir, entre diciembre 1 del año t y noviembre 30 del año t+1, lo cual no afecta el resto de agentes.
- Sugerimos precisar que la declaración de la PTDV sea por periodos anuales, y que cubra como mínimo el periodo de transición.
- Se debe controlar la posibilidad de que la misma demanda se tenga en cuenta en varios campos al mismo tiempo, lo que produciría un exceso de demanda ficticio y llevaría a requerir la realización de subastas.

ECOPETROL

- OPTDV (Artículo 2 – Definiciones)
Con el fin de guardar consistencia con la política y definiciones del Decreto 2100 de 2011 en lo relacionado con la PTDV y para lograr una buena operativización de los mecanismos de comercialización, las

definiciones adoptadas por la CREG que tengan en cuenta la PTDV, deben estar referenciadas a un campo o "al Punto de Entrada al SNT".

Igualmente y con el fin de evitar confusión en los términos del proyecto de Resolución de la CREG y los anexos, se propone que en la definición de OPTDV, la cual se refiere exclusivamente a la oferta para contratos firmes o de firmeza condicionada, no se mencionen contratos interrumpibles (Art 3- Ambito de Aplicación) y que el nombre no Incluya Oferta PTDV, pues crea confusión a lo largo del proyecto de Resolución de la CREG y los anexos. Como lo expresamos en la comunicación de la ACP, podría cambiarse el nombre por "Producción Total Disponible para la Venta en Filme – PTDVF

- **Eventos Eximentes y Garantías de Pago**
(Numeral 3 del Anexo 1)

Como lo expresamos en la comunicación de la ACP, consideramos de especial importancia que durante este periodo se evite la adopción por parte de la CREG de definiciones sobre aspectos clave que deben ser adoptados para el esquema de comercialización posterior y sobre los cuales aún no se ha agotado la discusión entre los agentes como lo son los eventos eximentes o temas como las garantías de pago. Más aún, si se tiene en cuenta que el Tercer Informe de la consultoría sobre estandarización de contratos presenta importantísimos análisis y recomendaciones sobre el tratamiento de los eventos de fuerza mayor y eventos eximentes en los términos a estandarizar.

- **REGLAMENTO DE LA SUBASTA**
(Numeral 3 del ANEXO 1)

Cuando se especifican productos "sustitutos" en el literal d) del Numeral 3 del Anexo 1 (Tipo de Subasta), se está restringiendo diseñar productos con distinta fecha de inicio, lo cual no permite tener la flexibilidad que el mercado requiere para contratar las cantidades que necesita en el año en que las requiere, por lo cual, sugerimos eliminar la mención a "sustitutos" en el literal d. "Tipo de Subasta" del Numeral 3 del Anexo 1, de esta manera se permitirá la estructuración de productos verticales y horizontales.

- Adicional a ello y siguiendo con el criterio de flexibilidad que el mercado requiere, vemos necesario que el esquema de subasta permita estructurar productos enfocados a clientes con condiciones especiales (demanda incremental) o esquemas donde se pueda diferenciar por tipos de demanda, sectores o factores de carga.
- La resolución debería establecer un mecanismo para la comercialización de las cantidades de gas que no sean comprometidas en el proceso de comercialización de la oferta de *producción total disponible*, ya sea de campos de producción con precios máximos regulados o con precios libres.
- Es deseable que en el numeral 6.2 del artículo 6, se aclare si la Producción Disponible para la Venta a que se hace mención *corresponde a la Oferta de Producción Total Disponible para la Venta*.
- Dentro de los elementos a considerar en el reglamento de la subasta, es pertinente que el tamaño de los lotes conserve

TGI

relación con la definición que existe de usuario no-regulado, es decir, que por consistencia el tamaño debería ser igual o inferior a dicho límite (100 kpcd). Así mismo, es necesario que se establezca una regla para fijar el precio de inicio de la subasta.

EMGESA

- Sugerimos que en la resolución se establezcan los mecanismos y/o procedimientos de comercialización de las Cantidades Importadas Disponibles para la Venta - CIDV.
- Sobre la subasta se sugiere que sea explícito para los productores comercializadores de gas que el gas que no se comercialice mediante el mecanismo que establezca la CREG, no se puede comercializar o que los excedentes se comercializarán en el mercado spot.
- Es conveniente que exista un precio máximo reestablecido, para el precio inicial de comercialización del gas que sea sujeto de subasta.
- Se sugiere que las subastas se hagan de manera unificada, es decir subasta única por campo y simultánea; y que la consulta de los resultados de la misma se pueda consultar de manera unificada, se sugiere a través de la página de alguna entidad.
- Los eventos eximentes deberían ser explícitos en la reglamentación definitiva.

COSENIT

- **CONCENTRACIÓN DE LA OFERTA:**
En caso de aplicarse el esquema de negociación bilateral, es necesario vigilar cuidadosamente el proceso de formación de los precios del gas natural. Como es de conocimiento público, el mercado colombiano

es altamente concentrado en la oferta y en particular en un solo y único agente el cual tiene participaciones muy significativas en los campos de mayor producción en el país y además maneja el monopolio de los sustitutos. Por consiguiente, una negociación bilateral entre un productor de esas características y un gran consumidor, y en ausencia de competencia puede conducir a niveles de precios que conlleven una significativa transferencia de rentas desde el consumidor al productor. En consecuencia, es necesario que la nueva regulación de comercialización contenga criterios que permitan una formación eficiente de precios en aquellos casos de negociaciones bilaterales a fin de evitar el ejercicio de la posición dominante por parte de los productores. Se propone considerar niveles de precios máximos por encima de los cuales la CREG intervendría el mercado en defensa del consumidor o subastas inversas donde se parta de un nivel de precios determinado, el cual se reduce en rondas sucesivas hasta que la oferta se iguale a la demanda”.

- FLEXIBILIDAD EN LOS ESQUEMAS DE COMPRA:

Es necesario darle al comprador la posibilidad de adquirir el gas natural a partir de la fecha en que expiran sus contratos. Tal y como debe reportarse la información en los formatos establecidos en el proyecto de Resolución sobre la base de los valores promedio anuales, el comprador debe comprometerse con volúmenes y fechas de compra que no consultan el esquema físico de terminación de los contratos vigentes y las necesidades de los usuarios”.

- **AGREGACIÓN DE LA DEMANDA POR LOS COMERCIALIZADORES:**

Es fundamental que los procesos de agregación de la demanda, en particular de la industria no regulada, por parte de los Comercializadores de gas natural, tengan los protocolos y acuerdos que le permita a estos Agentes operar con el nivel adecuado de representatividad y se evite de esa manera, duplicación innecesaria de la demanda lo que puede contribuir a distorsiones en el proceso de formación de precios”.

- Recomendamos que una vez presentadas las solicitudes de gas natural para campos con precio regulado se efectúe una presentación efectiva, tal y como está señalado en el diagrama de la página 29 del Documento 067, de tal manera que se reduzca la presión sobre la demanda de gas para los campos de precio libre”.

- **SIMULTANEIDAD EN LOS PROCESOS DE COMERCIALIZACIÓN:**

Según se desprende del análisis de los cronogramas de comercialización propuestos en la Resolución 081 de 2011, en la práctica habrá procedimientos de comercialización simultáneos de todos los campos de producción. Si se llega a requerir de subastas, éstas serían únicas para los productores de un mismo campo de producción y además simultáneas para todos los campos que cuenten con OPTDV. Se pregunta si este planteamiento interpreta correctamente lo estipulado en la Resolución 081 de 2011.

- **DEMANDA POR ATENDER 2012-2013:**

Los volúmenes que se comercializan corresponde a las disponibilidades de producción y a las solicitudes de compra de

gas natural para el período 2012-2013. Sin embargo, es necesario aclarar lo que podría ocurrir si se presenta demanda por atender no prevista al momento de presentar las solicitudes de compra de gas natural para el período antes mencionado. Desde el lado de la demanda, un nuevo proyecto industrial por ejemplo no puede quedar supeditado en su desarrollo a un esquema de comercialización como el que plantea la Resolución 081. A fin de que la confianza de los inversionistas no se afecte, se propone complementar las disposiciones de la Resolución 081 señalando que para el período 2012-2013, se establecerán los mecanismos que permitan atender demanda no prevista en el cronograma de comercialización de la resolución en consulta.

DINAGAS

- Limitar que cualquiera de los participantes en las subastas solo pueda adquirir hasta el 25% de la PTDV, para que exista mayor participación en el mercado y así cumplir con lo previsto en el artículo 13 del Decreto 2100 titulado "Lineamientos para la expedición de los mecanismos y procedimientos de comercialización" para "mitigar los efectos de la concentración del mercado". Mientras que en el proyecto de resolución está abierto para que lo decidan los Productores-Comercializadores en el Anexo 1, se le:
- La cantidad mínima y máxima que cada participante puede comprar"

"Reiteramos que en este momento en que se vencerán la gran mayoría de los contratos de suministro, los procesos de subasta no solucionará el problema de abastecimiento y

por el contrario, sólo lograrán encarecer el producto a favor de los Productores-Comercializadores, concentrar las ventas en las grandes empresas y por ende acabar con los comercializadores puros, que son duda se verán forzados a retirarse de la actividad, con lo que se consolidarán aún más los monopolios existentes".

- Limitar en la Resolución el Take or Pay a un máximo de 80% que es lo usual en la industria y no dejarlo libre al Productor Comercializador, como está en el Anexo 1 que dice así:

"Contratos Pague lo Contratado: Definición del porcentaje de "Take or Pay";"

- Limitar en la Resolución el precio de inicio y el máximo. (...)
Para que exista competencia real, lo ideal sería que el precio máximo del gas natural de Cusiana, sea similar al del precio del Gas de la Guajira".
- Aclarar la redacción de los lotes a vender, pues da a entender que estos sólo van hasta 1GBTUD, cuando se sostiene:
"i. La cantidad mínima de compra o el tamaño de los lotes, que deberá ser de hasta 1 GBTUD"
- Limitar en la Resolución el tiempo máximo de mantenimientos y labores programados como Evento Eximente, en un término prudencial que en la industria lo usual es hasta máximo 30 días al año, pues en el proyecto está abierto por parte del Productor Comercializador (...)
- Armonizar que para participar en una subasta de suministro se tenga claramente definida la disponibilidad de transporte del oferente, para que sea

consistente la capacidad de transporte con los compromisos de suministro.

- Precio Mínimo

Tal y como se puede concluir fácilmente de la experiencia acumulada de la ejecución de las diferentes subastas de gas implementadas a la luz de la Resolución 95, es claro que la estrategia del Productor parte del supuesto de determinar un precio mínimo, haciendo un "netback" del gas de Guajira puesto en un punto determinado en el sistema de transporte del Interior.

La inclusión de ese precio mínimo, ha implicado que la demanda este forzada a hacer comparaciones de precio con un gas que en estricto sentido no está disponible y por lo mismo no representa un sustituto verdadero, bien porque no existe suministro disponible para asignación, o bien porque tampoco están disponibles los derechos de transporte desde el campo de Guajira hasta Barrancabermeja.

El precio mínimo así fijado, impide una formación de precio transparente, como debería ser en el caso de los campos con precio libre, y por el contrario genera una renta adicional para estos jugadores, que estando dentro de un esquema de libertad tarifaria, parte de los esquemas de la libertad (sic) regulada que implica los precios con precio máximo.

Creemos entonces, que el precio regulado puesto como sea modificado por un Precio de Reserva, de la manera como los estudios hechos por los consultores internacionales lo sugieren, es decir, migrar de un precio



explícito que sería el netback de Guajira, a un precio secreto que el productor determinaría en un sobre cerrado.

Ahora bien, es posible que el precio de reserva que fije el productor sea igual o incluso superior al precio mínimo, y en ese sentido, también es posible que el precio de la subasta para los campos libres, sea inferior al precio de reserva; en ese sentido, es evidente que el precio de reserva debería reducirse de manera que efectivamente se crucen la curva de la oferta y la demanda, y se encuentre el verdadero precio del gas, con las condiciones de oferta y demanda actualmente vigentes.

Creemos firmemente que esta modificación, es la única acorde con los mandatos del Decreto 2100 de 2011, de procurar un precio de mercado.

ANDI

- La propuesta de comercialización no es flexible a la aparición de nuevos consumos de gas e incluso de ofertas de gas disponible en firme. Durante este período quedará en stand by los nuevos proyectos de autogeneración, cogeneración y de oxireducción (entre otros). Proponemos dar flexibilidad a la contratación de las nuevas demandas de gas.
- Finalmente, consideramos necesario e importante, que los consumos no regulados de una misma industria (el mismo NIT), localizada en el interior de un mismo distribuidor de gas pueda ser agrupada para efectos de negociar el contrato de suministro de gas, negociar el transporte y para acceder a las tarifas del

EPM

rango de consumo establecido por la empresa distribuidora (dado que es consumo dentro de su mismo mercado y por tanto, transporte agrupadamente dentro del mismo tubo).

- “En cuanto a la agrupación de oferta por campo, si bien todas las subastas se realizarían en teoría el mismo día de manera simultánea, al ser por campo implicaría para un remitente que tenga la posibilidad de participar en varias subastas: estudiar los términos y condiciones, preparar los documentos de precalificación y entregar garantías de seriedad, para cada una de ellas, lo cual generaría ineficiencias en el mecanismo.

Lo anterior se podría presentar dado que los campos de Cusiana y Cupiagua *participarían en el mecanismo en subasta* en forma independiente por ser campos diferentes; igualmente sucedería con la Creciente y finalmente con el campo de Gibraltar que en caso de considerar declarar mayor potencial de producción podría participar en el eventual mecanismo de subasta.

En este sentido, insistimos ante la Comisión sobre la necesidad de implementar un mecanismo de subasta único bajo el cual un subastador agregaría la oferta total del país para su comercialización y así evitar los posibles sobre costos en logística que se generen para la demanda, la duplicidad de cantidades en las solicitudes de compra por parte de los agentes y la posibilidad de que el mecanismo planteado se vuelva ineficiente, sin lograrse el objetivo propuesto por la Comisión.

- De acuerdo con lo previsto en el anexo 1 del proyecto de resolución, el precio de inicio de la subasta será definido libremente por el productor. Al respecto consideramos que para evitar que éste sea impuesto como un netback del precio de Guajira referido a algún nodo de referencia del sistema de transporte del interior, tal como ha sucedido en subastas anteriores, la CREG establezca un criterio para calcular el precio de inicio de la subasta de forma que permita la competencia de la oferta entre campos libres y campos regulados, y por ende, evitando que desde la fijación del precio de inicio se segmente la demanda que podría participar en la subasta en función de su disposición a pagar por el gas.
- De acuerdo al balance físico hay necesidades diferentes para los años 2012 y 2013, por lo que debería quedar estipulado en el reglamento de la subasta que los productos ofrecidos deben ser flexibles y deben permitir la participación de aquellos agentes que requieren cantidades variables de gas en el tiempo o que no requieren el gas durante todo el horizonte definido para la transición.
- Sugerimos que tal y como lo ordena el Decreto 2100, debe quedar explícito la compensación aplicable para la demanda esencial para el caso de no entrega de gas en firme según lo dispuesto en el párrafo 3° del artículo 5° del Decreto 2100. Para el resto de la demanda, se sugiere mantener lo establecido en el artículo 22° de la

Resolución CREG 095 de 2008, dado que el mismo permite compensar no sólo los costos del sustituto sino también parte de los costos operativos en que incurre el usuario en razón del cambio de combustible. Debe tenerse en cuenta por parte de la Comisión que los contratos analizados para llegar al valor de compensación de 1,5 veces el precio del producto contratado en firme y no entregado, fueron firmados por la demanda bajo las condiciones de adhesión definidas por los productores y por ende, los valores de compensación en ellos reflejados nunca cumplieron el objetivo de subsanar los posibles costos de interrupción o sustitución para la demanda no regulada.

- En aras de tener claridad en términos de las cantidades y el período de comercialización propuesto en el proyecto de resolución, es importante dejar explícito cómo se comercializarán aquellas cantidades de PTDV que no sean asignadas –en razón de la relación oferta demanda- a través de las subastas o las negociaciones bilaterales, una vez haya finalizado el período de comercialización definido en el artículo 4° del proyecto en comento. Así mismo, y dado que bajo el mecanismo propuesto, un agente podría liberar cantidades que inicialmente le habían sido pre asignadas en los campos con precio máximo regulado, no es claro cómo sería la comercialización de estos excedentes que quedarían para el productor –

**GAS NATURAL
FENOSA**

comercializador de estos campos.

- Como premisa de nuestra propuesta consideramos que el escenario de comercialización para el período 2012 y 2013 será competido y por ende se realizarán subastas en los campos del Casanare (Cusiana-Cupiagua). Sin embargo, es importante advertir que en el caso que Ecopetrol S.A. no declare la capacidad de producción del Campo Cupiagua se presentaría una distorsión mayor en el aprovisionamiento de gas para estos años situación que requerirá la adopción de medidas especiales por parte del Regulador, que no quedaron contempladas en el proyecto de Resolución (...). La anterior afirmación se base (sic) en el balance de gas elaborado a partir de la información presentada por la CREG en el documento CREG 067 de 2011 y teniendo en cuenta las necesidades conocida por la demanda térmica y no térmica para los años 2012 y 2013. En ese sentido, solicitamos a la Comisión abordar en la resolución definitiva los siguientes aspectos:

- Mecanismos de comercialización

La Comisión prevé un mecanismo de arbitraje entre campos por medio del cual los Distribuidores-Comercializadores que atienden demanda esencial podrían acudir simultáneamente a los dos campos con la posibilidad, a conveniencia, de renunciar a las solicitudes de compra en el campo regulado de Guajira una vez asignadas las cantidades de los demás campos.

Sin embargo, los análisis de la CREG evidencian que los Productores Comercializadores del campo regulado Guajira no contarán con cantidades importantes para ofertar hacia el interior del País y por tanto el mecanismo de arbitraje entre campos resulta poco efectivo.

En el caso de Chevron entendemos que no tiene capacidad disponible ya que en el período de comercialización previsto en el Decreto 2687 de 2008, modificado por el 4670 del mismo año, este productor comprometió toda su posición del campo hasta el año 2013. Para el caso de Ecopetrol S.A. creemos que se generaría alguna disponibilidad del campo Guajira hacia el interior. Sin embargo, esta sería poco relevante dada la compensación que tendrá efecto por el cruce de capacidades de contratos que vencen en 2011-2012 con los contratos con agentes térmicos que no cuentan hoy con respaldo físico.

En conclusión, el efecto de arbitraje entre campos no podrá operar por la ausencia de oferta disponible del Campo Guajira para que los Agentes que representan la demanda esencial del interior del País puedan ejercer este mecanismo, condición agravada por la concentración en oferta de Ecopetrol SA dada su participación en los campos de Guajira y Cusiana. En este sentido, la demanda esencial se obliga a ser formador de precios en los campos de gas con precio libre.

Así las cosas, dadas las condiciones de escasez de oferta en el mercado, consideramos que la Regulación para el período 2012-2013 debe considerar los siguientes lineamientos:

- Restringir la posibilidad de que agentes térmicos con contratos de suministro vigentes durante el periodo 2012-2013 acudan a los procesos de comercialización.
- Restringir las necesidades de gas natural de agentes térmicos justo a aquellas que fueron declaradas en los compromisos de energía firme OEF 2012-2013 con este combustible.
- Incrementar las cantidades mínimas de compra de gas de 1 GBTUD a 10 GBTUD para qué (sic) la convocatoria, en un período de escasez en donde la asignación debe intentar ser lo más eficiente posible, se haga entre grandes jugadores y se evite la presentación de solicitudes de compra especuladoras entre diversos agentes que buscan atender la misma demanda.
- Generar subastas independientes para cada uno de los años del periodo de transición con el fin de evitar compras uniformes que obligue a los agentes a hacer solicitudes que no refleje sus necesidades de suministro para cada uno de los años.
- Fijar regulatoriamente los precios de inicio de las subastas que incentive la competitividad de gas entre campos. Este precio deberá considerar la competitividad de gas entre campos. Este precio deberá considerar la competitividad del gas para los segmentos más elásticos de la demanda actualmente conectada.
- Exigir garantías de seriedad con las solicitudes de compra, de tal manera que el comprador se vincule con sus

requerimientos reales, y el mercado pueda conocer de manera fidedigna la demanda requerida por los agentes, antes de una eventual subasta.

Se insiste en la importancia de que la resolución restrinja la participación de los agentes térmicos en el evento de que Ecopetrol no declara (sic) las capacidades del campo Cupiagua (140MPCD) ya que en ausencia de esta oferta el exceso de demanda conducirá inevitablemente a que los precios de suministro excedan el verdadero costo de oportunidad del gas, superando la competitividad para que la comercialización a usuarios finales sea factible.

- Subastas únicas

El numeral 4.5 del documento soporte establece que el diseño, Estructuración e implementación de la subasta deberá seguir los lineamientos definidos en el Documento 065 y 069 de 2008. Allí se incorpora el concepto de subasta única en los siguientes términos:

"En el proyecto de resolución, se propuso que los diferentes vendedores realizarán sus propias subastas el mismo día. No obstante, teniendo en cuenta que se pretende agregar la mayor cantidad de oferta posible y que se realizará una estandarización de productos, resulta conveniente que se realice una única subasta donde se comercialicen de manera simultánea los diferentes que declaren como disponible los vendedores".

Consideramos que este esquema debe ser explícito en la resolución definitiva que adopte la Comisión, especialmente en campos con precio libre.

- **Presentación de Ofertas Conjuntas**

Una alternativa impulsada por el Regulador en la Resolución CREG 095 de 2008 pero que no fue considerada en la actual propuesta normativa es la posibilidad de presentación de ofertas conjuntas entre dos o más agentes, entre ellas las solicitudes de firmeza condicionada, mecanismo que permite a un grupo homogéneo de agentes buscar sinergias y optimizar sus compras en medio de un escenario de escasez de oferta comercializable en firme.

En el estudio de Naturgas, presentado en diciembre de 2010 (...), se concluye que la única manera de mitigar el poder de mercado y la concentración de la oferta es la posibilidad de agregar la demanda mediante ofertas conjuntas, lo que generaría asignaciones de suministro eficientes. En ese sentido, es preciso que la regulación tenga en cuenta:

- Permitir la presentación de ofertas conjuntas para la compra sin limitarlas exclusivamente a los contratos de firmeza condicionada entre los agentes agregados.
- La adjudicación a una oferta de compra conjunto (sic) no debe conllevar necesariamente a la celebración de único contrato con el Productor-Comercializador sino que se debe permitir la contratación

fragmentada en función de las necesidades de los Agentes que hacen parte de la Oferta Conjunta.

Por último, es fundamental aclarar expresamente la posibilidad de que un distribuidor-comercializador pueda gestionar el suministro y el aprovisionamiento de sus filiales, subordinadas o compañías del mismo grupo. Lo anterior, obedece a que tal mecanismo ha sido permitido en la regulación y ha sido una alternativa eficiente en la contratación de gas para los distintos mercados en beneficio de los usuarios finales”.

- Reglamento de las subastas

La libertad que ostentan los Productores-Comercializadores para definir el reglamento de las subastas no permite prever que los compromisos mínimos de compra definidos en los contratos de gas se ajusten a las características de cada uno de los segmentos de mercado.

La flexibilidad es un activo importante de los agentes operacionales para manejar eficientemente las fluctuaciones de la demanda, presente en los días festivos, fines de semana y meses particulares del año. En el caso del mercado relevante de Gas Natural SA ESP, se evidencian picos de demanda superiores en un 22% a la demanda media.

Simultáneamente, algunos mecanismos de flexibilidad como parqueo, no están disponibles porque los agentes

transportadores no cuentan con capacidades suficientes de parqueo o porque no han diseñado los productos.

Por esta razón sugerimos que la regulación evalúe (sic) el nivel de Take or Pay que debe darse en el período de comercialización, el cual debería tener consistencia con las características de la demanda, sin llegar a niveles de 95% como se manejaron en las ofertas del período de comercialización resultante de las disposiciones contenidas en el Decreto 2687 y 4670 de 2008.

En todo caso, las opciones de Take or Pay deben proveer un nivel adecuado de ingresos al productor sin abandonar los mecanismos de flexibilidad con los que debe contar el agente contratante.

- Eventos eximentes

Acompañamos la propuesta de la Comisión en el sentido de acotar los eventos eximentes a mantenimientos programados ya que en los actuales contratos de suministro este término aplica para “paradas de emergencia o imposibilidad técnica de entrega” lo que cubren al productor de todo riesgo asociado.

Sin embargo, en la propuesta normativa sería recomendable definir las características de un mantenimiento programado, establecer el tiempo en el cual el productor debe divulgar a la demanda la realización de un mantenimiento, y definir a un agente coordinador de los mantenimientos. Actualmente el CNO-Gas realiza esta

actividad pero en nuestra opinión debería asignársele a la figura como la del Gestor Técnico del Sistemas (sic), establecida en el decreto 2730 de 2010 quien como quedó definido en esa normativa tendría la función principal de "propender por mantener la continuidad y seguridad del suministro, el correcto funcionamiento del mercado mayorista de gas y la coordinación entre los sujetos que gestionan o hacen uso de dicho sistema, bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia".

De otra parte, dada la necesidad de que el contenido mínimo de los contratos de suministro sea definido en la regulación para procurar el equilibrio en la relación contractual, es importante que en los eventos eximentes de responsabilidad también se contemplen los mantenimientos y labores programadas del transportador y del Transportador.

- Compensaciones

De conformidad con la regulación vigente, todos los agentes, incluidos el productor-comercializador y el transportador están sujetos a las disposiciones regulatorias, incluyendo la Resolución CREG 100 de 2003, y sus modificaciones. En virtud de lo anterior, entendemos que la valoración de la compensación por producto firme no entregado equivalente a una vez y media (1.5) del precio del producto, corresponde al Comprador y no elimina el monto que deba

reconocer el agente responsable de la falla, conforme a lo previsto en la Resolución CREG 100 de 2003.

De acuerdo con lo anterior, es favorable aclarar este aspecto, y precisar que se mantiene la responsabilidad del agente responsable de la falla en los términos de la Resolución CREG 100 de 2003. De no ser así, no se considera equilibrado que se imponga al Distribuidor – Comercializador compensaciones por interrupciones del servicio al mercado regulado y no regulado que no pueden ser transferidas a los Agentes sobre quienes recae el origen de las fallas.

Históricamente las fallas que han generado interrupciones en el servicio de gas natural al mercado regulado han sido ocasionadas por problemas derivados de los Agentes Productores y Transportadores.

En virtud de lo anterior, consideramos que la Comisión debería contemplar las siguientes alternativas:

- Compensaciones por fallas de 1.5 veces el precio del producto interrumpido para el segmento no regulado, sin perjuicio de reconocer los montos que superen ese valor, con fundamento en lo previsto en la Resolución CREG 100 de 2003.
- Para el mercado regulado las compensaciones deben ser las mismas establecidas por la Regulación vigente (Res CREG 100 de 2003).
- Negociación bilateral

Sobre la posibilidad de realizar negociaciones bilaterales cuando la oferta de gas supere las solicitudes de compra, no está claro en el proyecto de Resolución si las cantidades que no fueron solicitadas por la demanda y por tanto que no hacen parte del proceso de negociación, pueden ser libremente negociadas por el productor o se generará un atrapamiento comercial para el período 2012-2013.

Igualmente no está explícito en la resolución los *mecanismos para resolver posibles casos* en que los compradores no logren un acuerdo satisfactorio con los productores-comercializadores.

Por último, las empresas del grupo Gas Natural recomendamos en ocasiones anteriores establecer un período de transición de dos años (2012-2013) dado que en ellos se vencerán los contratos de suministro de la mayoría de los agentes operacionales y por tanto resulta más eficiente asignar el suministro, evitando las distorsiones por efecto de la condición de compras uniformes en cantidades.

Sin embargo, consideramos que existe un mercado de crecimiento muy importante asociado al transporte público masivo de pasajeros, transporte de carga relacionada con la recolección de basuras, sustitución de carbón en aplicaciones industriales y nuevos proyectos de cogeneración, todos ellos mercados que tendrían un alto impacto en la política del actual Gobierno, algunos previstos

en el Plan Nacional de Desarrollo, y que requieren incentivos por las ventajas que repercuten en la el (sic) mejoramiento de la salud pública y calidad del medio ambiente, los cuales no podrán ser desarrollado (sic) dado el requerimientos de precio especial y largo plazo en el suministro.

CHEC

- Como propuesta solicitamos al Ministerio y a la CREG buscar medidas especiales que permitan concentrar esfuerzos en el desarrollo de estos proyectos, como la posibilidad de realizar negociación bilateral sobre capacidades incrementales asociadas a proyectos de expansión a partir de 2014 (70 MPCD de Cupiagua).
- En el "ARTÍCULO 2. DEFINICIONES.Solicitud de Compra: Documento suscrito por el representante legal de un comprador, con el cual se manifiesta al Productor-Comercializador o Comercializador el interés de adquirir una cantidad de gas natural bajo Contrato Firme"

Comentario: Falta aclarar que si se pueden presenten solicitudes de compra conjunta como se hacía en artículo 4 numeral 3 de la Resolución 095-2008

- En el ARTÍCULO 6. MECANISMOS PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE LA OPDV PROVENIENTE DE CAMPOS DE PRODUCCIÓN CON PRECIO LIBRE Parágrafo 5. El resultado de esta comparación deberá ser publicado en la página de internet conjunta...."

Comentario: Debe quedar muy claro que no sea una sola página con vínculos aparte para cada campo, sino que sea una página donde esté al tiempo toda la información de todos los campos de manera integrada

- En "1. Definiciones.....Precio de Inicio: Es el precio de apertura de la primera Ronda de una Subasta".

Comentario: Consideramos importante establecer regulatoriamente el precio de inicio de la subasta, con el fin de proteger a la demanda de posible abuso de poder de mercado

- En "1. Definiciones.....Precio de Adjudicación: Corresponde al precio que pagan las Ofertas Ganadoras por el gas natural adjudicado a través de una Subasta. Se entiende que los productos asociados al suministro mediante firmeza condicionada se adjudican en función del valor de la prima resultante en la subasta."

Comentario: Aclarar que significa que los productos asociados al suministro mediante firmeza condicionada se adjudican en función del valor de la prima resultante en la subasta.

- En el "3. Reglamento de la Subasta. El Reglamento de la Subasta deberá contener como mínimo los siguientes elementos: a. Producto:... xi. Eventos eximentes: Serán causas eximentes de responsabilidad para el Vendedor los

mantenimientos y labores programados

Comentario: Consideramos que debería haber un tope máximo de horas de mantenimientos y labores programados y dar a conocer las fechas.

- En el "3. Reglamento de la Subasta. El Reglamento de la Subasta deberá contener como mínimo los siguientes elementos: ... b. Garantías exigidas: Se podrá exigir a los interesados en participar en la Subasta una garantía de seriedad, hasta por el 10% de la cantidad mínima de compra

Comentario: Se sugiere revisar la oportunidad de presentación de garantía que sea al momento de la solicitud de compra.

- En el "3. Reglamento de la Subasta. El Reglamento de la Subasta deberá contener como mínimo los siguientes elementos: ... d. Tipo de Subasta: La adjudicación de la Oferta de Producción Disponible para la Venta de gas natural - OPTDV, se llevará a cabo mediante una subasta ascendente simultánea de productos sustitutos por campo de producción. ...i. Los productos son sustitutos si tienen la misma fecha de inicio de entrega de gas

Comentario: ¿Producto Sustituto indica que empieza de 1 de enero de 2012 al 31 de Diciembre de 2013? Hay que comprar el paquete por 2 años? O podemos definir

por meses? Se debe permitir flexibilidad en cuanto a los productos que se ofrecería en ese horizonte de tiempo, permitiendo la contratación de acuerdo con las necesidades de cada tipo de demanda.

- Logro de Lineamientos en la regulación de la Comercialización del gas.

Teniendo en cuenta la directriz de política para que en el ajuste al procedimiento establecido en la Resolución CREG-095 de 2008 se involucren los lineamientos de i) Promover la competencia, ii) Propiciar la formación de precios eficientes, iii) Mitigar los efectos de la concentración del mercado y iv) Generar información oportuna y suficiente, consideramos adecuado realizar una Subasta Única por campo, así como la simultaneidad de las Subastas de los productos y de los distintos campos, con el debido reporte de información a través de la página de internet conjunta que se menciona.

De igual forma, es conveniente para la promoción de la competencia, aclarar que el gas declarado y ofertado que no se logre comercializar a través del mecanismo que corresponda a cada tipo de campo (precio regulado o precio libre), pueda ser comercializado a través del mercado secundario y a futuro también a través del mercado spot.

- Participación de agentes Usuarios No Regulados en la comercialización

Si bien el Usuario No Regulado se considera en la normativa actual como agente

operacional, es conveniente para la formalización y acceso a la información de mercado y por simetría con los demás agentes, establecer como requisito que previo a su participación en el mecanismo de comercialización y en el mercado secundario, se constituya como Comercializador o que lo represente uno ya establecido.

- Sobre la garantía de contratación para la demanda esencial

Teniendo en cuenta el lineamiento de política sobre las condiciones especiales para la demanda esencial, consideramos necesario definir una regla específica para que los agentes comercializadores que representan dicha demanda tengan garantía para acceder a los contratos de Suministro y/o Transporte, ante una posible falla de la subasta.

- Sobre la aprobación del Reglamento de la Subasta para campos libres

Dados los procesos anteriores de Subastas de Venta desarrollados con base en la Resolución CREG-095 de 2008, en los cuales se presentaron claras asignaciones asimétricas de riesgos e inclusive potencial ejercicio de poder de mercado del Productor, consideramos de la mayor importancia que se establezca un criterio formal de revisión y aprobación previa por parte de la CREG al Reglamento de cada una de las Subastas.

- Adicionalmente queremos llamar la atención sobre un aspecto que se presentará una vez finalice la contratación a través de los mecanismos previstos.

Dado que por razones de seguridad y confiabilidad operativa, fue necesario clasificar como demanda esencial el gas para la operación de las Estaciones de compresión del SNT, así mismo va a ser necesario que el Transportador tenga que contratar un volumen de gas considerable (se estima para el interior entre 20 y 30 MPCD), que ante la realidad operativa y comercial del Sistema durante los dos (2) próximos años de la Transición, sea muy probable que no se deba nominar en el día de gas y por tanto se presentaría un atrapamiento de dichas cantidades ante la restricción del Transportador del interior para posteriormente comercializar ese gas. Se sugiere por tanto, siempre y cuando no dilate la expedición de los cargos por transporte, que la CREG evalúe alternativas para "desatrapar" el gas contratado por el Transportador, lo que ayudaría en buena medida a atender los requerimientos de otros sectores de consumo en época de déficit contractual.

ACOLGEN

- Consideramos fundamental para el sector de Generación Térmica, que los mecanismos de comercialización prevean explícitamente que:
- Los reglamentos de las subastas consideren productos que se ajusten al perfil de demanda de las plantas de generación térmica, en términos de duración, indexación, firmeza, niveles de compra mínima (TOP) y compensaciones. Esta consideración es aún más necesaria, a la luz de la restricción que se incluye en el proyecto, bajo la cual los agentes no podrán vender de manera interrumpible a

la demanda regulada los excedentes de sus contratos, con lo cual se restringen las posibilidades para que los generadores recuperen los costos de la firmeza del combustible.

- Con el objeto de proteger a la demanda de posible abuso de poder de mercado, es importante que la CREG establezca que el precio de apertura de las subastas será como máximo el precio regulado vigente.
- Dada la necesidad de coordinación entre la comercialización y el transporte de gas, resulta conveniente que la CREG incorpore en la resolución, la definición de mecanismos que faciliten la realización de asignaciones y/o re-asignaciones de derechos de transporte, simultáneos con el desarrollo de los Mecanismos de Comercialización.
- Solicitamos que la norma final incluya las definiciones de los términos: Interrumpibilidad y Compensación (al que se hace referencia en el numeral 3 del anexo del proyecto de resolución).
- Es importante que las solicitudes de compra se estandaricen a periodos que vayan del 1 de diciembre al 30 de noviembre del año siguiente.
Lo anterior no tiene efectos sobre la demanda de gas natural diferente a la termoeléctrica y sí se ajusta a las exigencias del Cargo por Confiabilidad eléctrico.
- La norma definitiva debe aclarar el mecanismo para la determinación de los balances en cada campo, dado que bajo las condiciones actuales se dan incentivos

7. CRONOGRAMA DE LOS
MECANISMOS DE
COMERCIALIZACIÓN DE GAS
NATURAL PROVENIENTE DE
CAMPOS DE PRODUCCIÓN
CON PRECIO LIBRE

NATURGAS

- para que toda la demanda se presente a comprar gas procedente de todos los campos, generando una percepción de escasez del combustible.
- Finalmente, consideramos de gran importancia que la resolución definitiva deje claro que el gas no asignado en el desarrollo de los mecanismos de comercialización, no podrá ser comercializado vía contratos con la demanda nacional y que, la renovación o suscripción de nuevos contratos de exportación de gas, sólo se podría realizar para el gas no colocado en el mercado interno, después de aplicar los mecanismos para la comercialización de la oferta de producción disponible para la venta contenidos en la misma norma.
 - Cronograma. Calificamos como estrecho el cronograma propuesto por la CREG para acometer las actividades previas para efectuar la subasta. En este sentido solicitamos lo siguiente:
 - En artículo 6, numerales 5 y 6 del Proyecto de Resolución se establece un plazo de 5 días para la presentación de solicitudes de compra, atentamente solicitamos que este plazo se reduzca a tres días y que los dos días sobrantes se agreguen a la determinación de la forma de comercialización prevista en el Numeral 6 del Artículo 6.
 - El término previsto para el periodo de precalificación y realización de la subasta señalado en el Artículo 7 Numeral 3 del proyecto de Resolución (15 días), solicitamos se amplíe con

En general los Agentes manifiestan que el plazo determinado en el Cronograma propuesto en el Proyecto de Resolución para la actividad de Precalificación y Subasta es estrecho y plantean a la Comisión la opción de mantener el plazo definido en la Resolución CREG 147 de 2009. Adicionalmente plantean una reducción en los tiempos definidos para las actividades de declaración de la Oferta de PTDFV y de Solicitudes Compra. Finalmente, proponen reconsiderar el plazo para publicar la Comparación entre la Oferta de OPTDFV y las Solicitudes de Compra. La Comisión acepta los comentarios de los Agentes y ha reprogramado cada una de las actividades en el Cronograma de la Resolución definitiva.

**ASOCIACIÓN
COLOMBIANA
DEL PETRÓLEO**

10 días adicionales, de tal manera que se habiliten 25 días para realizar esta actividad. La experiencia reciente de las ventas bajo el mecanismo de subasta demostraron que estos plazos son los adecuados.

- Los tiempos para la comercialización de gas
 - Periodo de Comercialización

En este sentido, se recomienda, sólo para los campos de precio libre, considerar un cronograma como el establecido en la Resolución CREG 095 de 2008, modificada por la Resolución CREG 147 de 2009. En particular, se sugiere que el "periodo de precalificación" establecido en el numeral 3 del artículo 7 se amplíe de 15 a 25 días.

Adicionalmente se recomienda dejar un espacio de 3 días para la recepción de solicitudes de compra y otros 3 días para la revisión de la información, realización del balance y publicación del mismo para un total de 6 días. Lo anterior en lugar de los 5 días y 1 día propuestos en los numerales 5 y 6 del artículo 6º, respectivamente.

ECOPETROL

Tiempos de comercialización - Cronograma de los mecanismos para campos libres. (Artículo 7 del Capítulo 1)

De acuerdo a la experiencia que tenemos con respecto al tema, vemos que los tiempos propuestos por la CREG en su proyecto de Resolución estén limitados, y en esta sentido, se recomienda considerar, únicamente para la comercialización de los campos con precio libre, un cronograma como el establecido en la Resolución CREG 095 de 2008, modificada por la Resolución CREG 147 de 2009.

ANDESCO

- Sobre el cronograma de los mecanismos

de comercialización

Se solicita respetuosamente revisar los tiempos en el cronograma del mecanismo, para evitar que éste culmine hasta finales de año ante la posibilidad de imprevistos o pasos adicionales (p. ej. recursos de reposición sobre la Resolución MME para la divulgación de la PTDV). Adicionalmente, sugerimos especificar para mayor claridad, que los días a los cuales se hace referencia en el cronograma corresponden a días hábiles.

**8.COMERCIALIZACIÓN
DE CONTRATOS DE
SUMINISTRO BAJO LA
MODALIDAD
INTERRUMPIBLE**

ISAGEN

De otro lado, y con el ánimo de buscar simetría regulatoria sería conveniente evitar que el gas firme no consumido por los Comercializadores pueda ser comercializado por los Productores mediante contratos interrumpibles. En nuestro criterio, se debería evitar esta imperfección del mercado y permitir en su defecto que el mercado mismo defina sus operaciones de cobertura en un mercado secundario eficiente.

- Las restricciones a la comercialización de gas interrumpible

**ASOCIACIÓN
COLOMBIANA
DEL PETRÓLEO**

El artículo 9 impone a los P/C serias limitaciones para definir las cantidades de gas de la PTDV a ser comercializadas las cuales tienen implicaciones negativas, tanto para la percepción y valoración del riesgo por parte de los productores, como para la optimización del uso del gas sin Respaldo Físico en la atención de las necesidades particulares de la demanda. A continuación se exponen los planteamientos que soportan esta afirmación y al final se presenta una sugerencia de modificación del artículo 9.

- La política adoptada en el Decreto 2100

Los productores-comercializadores manifiestan que la propuesta de intervenir las cantidades de gas que pueden ser comercializadas bajo contratos de suministro interrumpible, contradice lo definido en el Decreto 2100 de 2011, en la medida que la PTDV es la "Totalidad de las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor o productor comercializador estima que tendrá disponibles para la venta bajo cualquier modalidad, en un período determinado, a través de contratos de suministro en cada campo o en un punto de entrada al SNT..."

De otro lado, se argumenta que las declaraciones de producción realizadas durante años pasados, corresponde a una reacción por el incremento en el nivel de riesgo para la comercialización de cantidades de gas bajo contratos de suministro en firme. Como prueba de lo anterior los agentes citan el gráfico presentado en el Documento CREG 067 de 2011 que acompaña la Resolución CREG 081 de 2011, en el cual se evidencia que en general los agentes han comercializado el 100% de la capacidad de producción bajo contratos bajo la modalidad firme.

En general, los Productores-Comercializadores manifiestan que esta intervención afecta el riesgo de

de 2011

Los P/C han expuesto en varias oportunidades la importancia para el negocio de E&P, dadas sus características, de contar con autonomía para la valoración de riesgo sobre las cantidades de gas a comprometer en suministro firme e interrumpible, debido a la incertidumbre asociada con las variables geológicas de los yacimientos, la operación y las características técnicas de la infraestructura de producción y transporte.

En este sentido, las definiciones de políticas adoptadas en el Decreto 2100 de 2011 reconocen esta realidad del negocio de E&P. En efecto, la definición "Producción Total Disponible para la Venta – PTDV" establece que es la "Totalidad de las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor o productor comercializador estima que tendrá disponibles para la venta bajo cualquier modalidad, en un período determinado, a través de contratos de suministro en cada campo o en un punto de entrada al SNT..." Como se observa, la PTDV definida por el Decreto deja a libertad del P/C la determinación de las cantidades a ofrecer en firme e interrumpible y por lo tanto, la CREG no debería ir más allá de la política que ya fue adoptada por el Gobierno Nacional y más aún, como se encuentra planteado en el Proyecto, la limitación (o "incentivo" a limitarla) de las cantidades de gas ofrecidas en interrumpible van en contra de la política adoptada.

- La intervención regulatoria no debe ir más allá de lo necesario

Tal como los P/C lo han expuesto y demostrado durante el presente proceso de

Exploración y Producción y en este sentido, supera las competencias de la Comisión.

En relación con los comentarios efectuados, y en cuanto al argumento referido a que la intervención sobre las cantidades a ser ofrecidas mediante los mecanismos de comercialización durante el período de transición podría implicar una intervención excesiva de la Comisión en las actividades de Exploración y Producción, y en esta medida escaparía de la órbita de competencias de esta entidad, se eliminarán lo propuesto inicialmente en este sentido. Sin embargo, la Comisión o el Ministerio de Minas y Energía podrán definir los siguientes instrumentos de intervención cuando exista evidencia que las cantidades ofertadas de PTDVF hacen necesaria la restricción de cantidades por parte de los productores:

- El Ministerio de Minas y Energía podrá intervenir las cantidades que se deben ofrecer en cantidades firmes, con instrumentos similares a los planteados en la Resolución CREG 81 de 2011.
- La CREG podrá intervenir el precio de los contratos de suministro interrumpible.

No obstante, teniendo en cuenta la necesidad de reducir la incertidumbre respecto de la contratación del suministro en el corto y mediano plazo y con el fin de propender por la consecución de condiciones adecuadas para un mercado mayorista de gas, se establece en la Resolución lo siguiente:

- Los Productores-Comercializadores podrán celebrar contratos de suministro en la modalidad interrumpible para atender solicitudes de compra durante el período comprendido entre el primero de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2013,

construcción de un nuevo esquema de comercialización de gas, su interés económico es el de colocar y producir la mayor cantidad de gas en firme. Por ello, no es necesaria ninguna intervención regulatoria para lograr resultados en esa dirección. La percepción contraria, originada en la declaración de producción de 2008 de importantes cantidades de gas interrumpible, obedeció a problemas coyunturales ya suficientemente explicados por los P/C relacionados con las normas y su incidencia sobre el negocio E&P y los cuales se encuentran resueltos con las reglas de declaración del Decreto 2100.

El análisis numérico que la CREG presenta en el documento soporte del Proyecto, muestra claramente la preferencia que tienen los Productores Comercializadores por la contratación en firme, sin que exista obligación regulatoria alguna para que lo hagan. Este tipo de contratos es una necesidad del inversionista para poder asegurar ingresos mínimos que respalden sus inversiones en producción y tratamiento de gas.

Es importante insistir una vez más en que no es válido el argumento de que los P/C prefieren la contratación interrumpible, porque así quedó en evidencia en las declaraciones de producción que se hicieron para dar cumplimiento al Decreto 2687 de 2008. Como lo hemos manifestado en anteriores ocasiones, los P/C se vieron obligados a declarar bajo esa modalidad el gas que tenían disponible para contratación después de 2011, debido a que si lo declaraban en firme lo debían contratar de inmediato y por un período de 10 años, lo cual conllevaba un alto

debiendo, el Productor-Comercializador publicar en la página de internet la información relativa a dichos contratos, siguiendo el formato 5 del Anexo 2.

- Así mismo, se mantiene la regla consistente en que los contratos de suministro bajo la modalidad interrumpible provenientes de campos o puntos de entrada al SNT con precios máximos regulados serán comercializados como máximo a dicho precio.

riesgo al adquirir un compromiso con demasiada antelación a su ejecución y por un plazo muy largo, dadas las incertidumbres inherentes al negocio de producción de hidrocarburos.

En este sentido, los P/C consideran que, en aras de las buenas prácticas regulatorias que enseñan que la regulación no debe ir más allá de lo justamente necesario, y guardando consistencia con la política adoptada en el Decreto 2100, no se deben incluir restricciones sobre las proporciones de las cantidades a ofrecer para la comercialización en firme e interrumpible.

Vale la pena anotar que este último aspecto mencionado es de especial importancia para los Productores de gas, para quienes la decisión de contratación en firme constituye un asunto que tiene relación directa con el riesgo que asumen y su capacidad de responder a la materialización del mismo, teniendo en cuenta la seriedad que implican compromisos de suministro adquiridos bajo esta modalidad de contratación.

La modalidad de suministro interrumpible en el mercado primario permite la optimización del gas disponible y la atención de las necesidades transitorias de la demanda.

- El gas en contratos de Firmeza Condicionada (FC), Opciones de Compra de Gas (OCG) y Take or Pay menores del 100%

Como ha sido expuesto en varias oportunidades, el negocio de los P/C y el valor de las compañías de E&P no se basa únicamente, en contratar el gas descubierto, sino en producirlo, en monetizar las reservas

encontradas, por lo cual la comercialización de gas interrumpible es importante como herramienta para maximizar la producción de los campos, es un complemento del gas suministrado bajo FC y OCG cuando no se logra conseguir, total o parcialmente, un comprador para el gas complementario en firme de un lado de la demanda. Situación similar se presenta con contratos vigentes que tienen un take or pay inferior al 100% en los cuales el P/C debe buscar la manera de vender el gas no consumido o solicitado por el comprador del contrato en firme para la reventa en el mercado secundario, y que corresponde al porcentaje de gas en firme no cubierto por el take or pay, puesto que el poseedor de los derechos de este gas en firme no lo paga si no lo toma.

Por último, sugerimos incluir expresamente la posibilidad de comercializar, en la etapa de transición, excedentes esporádicos de gas que puedan estar disponibles por la no utilización del gas por parte de titulares de contratos en firme o por situaciones operacionales que permitan disponer esporádicamente de gas por encima de la capacidad nominal de producción, que como bien se sabe es una cifra promedio.

- El gas interrumpible y las diversas y cambiantes necesidades de la demanda
Se debe tener muy presente que la modalidad interrumpible es simétrica para las partes, no sólo para el P/C sino también para el comprador, pues en buena medida se trata de un producto que satisface sus necesidades tal como se explica a continuación.
La posibilidad de un uso amplio y flexible de la

modalidad interrumpible permite una utilización óptima de todo el gas disponible, para la satisfacción de las necesidades de la demanda que no se ajustan a las características apropiadas para ser satisfechas mediante un contrato en firme. Estas necesidades son de naturaleza muy diversa. Por ejemplo, un industrial puede tener varios contratos interrumpibles con diferentes P/C para cubrir total o parcialmente el no suministro de un contrato en firme de otro P/C, cuyo suministro pueda interrumpirse por mantenimientos programados, emergencias y suspensiones de los sistemas de transporte; Clientes que implementan proyectos pilotos para evaluar su conveniencia de utilización y/o de continuidad en el consumo de Gas Natural; Industriales que por condiciones de producción cíclicas ocasionales requieren volúmenes adicionales; requerimientos puntuales de la demanda cuando han contratado volúmenes promedio y sus consumos están por encima de los contratados.

Negociación de los contratos interrumpibles durante la transición

El párrafo 2 limita la negociación de contratos interrumpibles a la que se logre dar durante el "Período de Comercialización". Esta limitación introduce una gran liquidez al funcionamiento del mercado el cual requiere de flexibilidad, aún durante el período de transición. La naturaleza misma de la demanda interrumpible (cuya características obedece a patrones muy variables y a diferentes necesidades como ya se expuso) requiere de dicha flexibilidad que consiste en que tales contratos se puedan negociar

bilateralmente en cualquier momento.

Texto sugerido para el artículo 9°.

Tomando en cuenta lo antes expuesto, la siguiente sería la redacción alternativa propuesta que recoge las recomendaciones planteadas.

“ARTICULO 9. COMERCIALIZACIÓN DE CONTRATOS DE SUMINISTRO BAJO LA MODALIDAD INTERRUMPIBLE. Los Productores – Comercializadores o Comercializadores podrán comercializar libremente la PTDV por campo o punto de entrada al SNT que ofrezcan mediante Contratos de Suministro bajo la Modalidad Interrumpible. Para determinar la cantidad de PTDV que puede ser comercializada mediante contratos de suministro bajo la modalidad interrumpible, por campo o por punto de entrada al SNT, se aplicará la siguiente función:

$PTDV_{INTERRUMPIBLE} = \text{Interrumpible\%} \times PTDV$
Donde:

$$\text{Interrumpible\%} = \begin{cases} 0.18 \times \text{firme\%} & \text{si } 0 \leq \text{firme\%} \leq 0.85 \\ 1 - \text{firme\%} & \text{si } 0.85 < \text{firme\%} \leq 1 \end{cases}$$

$$\text{firme\%} = \frac{OPTDV}{PTDV}$$

Parágrafo 1. Los contratos de suministro bajo la modalidad interrumpible provenientes de campos con precios máximos regulados serán comercializados como máximo a dicho precio.

Parágrafo 2. Sólo durante el Período de Comercialización definido en el artículo 4 de la presente Resolución, Los Productores-Comercializadores y Comercializadores

ECOPETROL

podrán negociar Contratos de Suministro bajo la Modalidad Interrumpible y sólo para suministro durante el periodo comprendido entre el primero de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2013."

**RESTRICCIONES EN LA
COMERCIALIZACIÓN DEL GAS
INTERRUMPIBLE (Artículo 9 del Capítulo 1)**

Vemos con preocupación la propuesta regulatoria de intervenir de manera innecesaria sobre las valoraciones de riesgo en el negocio de Exploración y Producción (E&P), más aún cuando las definiciones de política adoptadas en el Decreto 2100 de 2011 reconocen esta realidad del negocio de E&P y le dan la autonomía a cada productor de gestionar sus riesgos.

Adicionalmente, vemos que esta intervención no tiene buen soporte en la ley y las regulaciones, por ese motivo, queremos advertir que es posible que las disposiciones propuestas adolezcan de ilegalidad por desbordar las facultades regulatorias entregadas a la CREG tanto por la Ley 142, en sus artículos 73 y 74, así como por exceder las facultades legales delegadas por el Presidente de la República⁶.

El artículo 9 de la resolución propuesta intenta determinar las cantidades máximas y mínimas que el productor comercializador puede producir bajo la modalidad interrumpible y firme. Lo anterior interviene directamente en la manera en que se desarrolla el contrato de asociación o E&P, pues el productor debería modificar el desarrollo del proyecto de explotación de gas natural para ajustarse a lo

⁶ Decreto 1524 de 1994 y al Decreto 2253 de 1993

dispuesto por la CREG. Si bien, la CREG tiene la facultad para intervenir la actividad de comercialización del gas natural, esta regulación no puede intervenir en la ejecución y desarrollo de la actividad de explotación de gas natural. El productor es el único que puede determinar por la valoración de riesgos productivos cuánta cantidad de gas natural se puede ofrecer al mercado bajo cierta modalidad.

La Ley o los Decretos⁷ regulatorios de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos, y los acuerdos que los productores lleguen con la Agencia Nacional de Hidrocarburos en los contratos de E&P, son las únicas normas que pueden regular los procedimientos para la producción de gas natural en Colombia, cualquier disposición de orden inferior o que no cuente con la facultad legal para regular este tema viola el principio constitucional de la jerarquía normativa.⁸ La facultad de regulación entregada a la CREG en el numeral 74.1 de la Ley 142 y las facultades delegadas por el Presidente de la República del artículo 68 de la Ley 142, hablan siempre de regulación encaminada a asegurar la disponibilidad de la oferta energética eficiente, y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. Consideramos que el artículo 9 de la Resolución 081 – 2011 propuesto viola directamente estos principios que facultan la regulación porque en el caso que por valoración del riesgo de explotación de gas

⁷ Código de Petróleos (Ley 10 de 1961), Decreto – Ley 1760 de 2003, Resolución MME 181495 de 2008

⁸ Artículo 4 de la Constitución Política de Colombia de 1991

natural, el productor decida poner en el mercado cantidades de gas natural en firme que correspondan a un porcentaje inferior a lo establecido por la fórmula del artículo 9 de la Resolución CREG-081/11, habría cantidades de gas natural que no podrán ser puestas en el mercado para su oferta.

Lo anterior disminuiría la oferta de gas en el mercado, restringiendo la competencia, y no resulta ser un mecanismo eficiente, pues cantidades de gas natural disponible no podrán ser vendidas en el mercado.

Adicionalmente quisiéramos llamar su atención sobre la Jurisprudencia citada en el numeral 4 de la presente comunicación, pues consideramos que esta propuesta de regulación limita la iniciativa privada y la libre empresa que permita la utilización eficiente de los recursos disponibles, principios y derechos que la Constitución Política de Colombia de 1991 protege claramente.

Así mismo es importante recordar que hay Usuarios no Regulados que determinan su balance de recursos energéticos de conformidad con sus consumos y necesidades y en muchas ocasiones los contratos interrumpibles se presentan como soluciones adecuadas para el tipo de Industria que requiere el gas natural como combustible. De otra parte es necesario tener en cuenta que en la etapa de transición no se cuenta con un mercado organizado que permita la colocación de excedentes de gas bajo la modalidad interrumpible y medidas como la propuesta por la CREG en el proyecto de Resolución, restringen la posibilidad de colocación de dichos excedentes en el mercado.

Por último y como lo evidenció la CREG en el estudio realizado, los Productores siempre han colocado en el mercado la mayor cantidad de gas en firme. Por tanto, para evitar los problemas jurídicos mencionados y las dificultades que la restricción al interrumpible conllevan al mercado de gas natural, solicitamos eliminar esta restricción y dejar la flexibilidad necesaria requerida para que cada productor defina, de acuerdo a sus análisis de riesgo, las cantidades firme e interrumpibles.

EMGESA

- Se sugiere incluir en las definiciones, la definición para gas interrumpible.

EPM

- Al igual que se propone acotar el precio de gas interrumpible y se definen condiciones mínimas para los contratos de campos con precio máximo regulado, es importante que exista un techo para el precio que se negocie y que se definan condiciones mínimas para los contratos interrumpibles de los campos con precio libre. Con lo anterior se evitaría cualquier comportamiento que distorsione los precios en el mercado.

ANDESCO

Andesco reconoce también que la nueva propuesta, frente a la Res 095 de 2008, incentiva la oferta firme del gas y facilita unas mejores condiciones de mercado para que los Productores-comercializadores contraten el suministro en firme o con firmeza condicionada.

- Política de Información (Artículo 10) y Formatos del Anexo 2
 - No es clara la vigencia de la página de Internet a ser desarrollada. ... Aunque el Proyecto define "Período de Comercialización", no es claro si el

En general, los comentarios de los Agentes están concentrados en tres temas particulares:

- Revisión de los Formatos contenidos en el Anexo 2 de la Resolución CREG 081 de 2011.
- Condiciones de funcionamiento de la página de

9.POLÍTICA DE INFORMACIÓN

término “durante el desarrollo de los mecanismos de comercialización” se refiere a dicho período o a todo el período de transición.

- Para campos con precio libre
 - En el Formato 1, “Oferta de PTDV”, en concordancia con lo ya expuesto y con el objetivo de la subasta, la información a suministrar es solamente sobre la PTDV que se oferta en firme y no el gas interrumpible.
 - Se recomienda que se precise el Formato 2 de Solicitudes de Compra para campos con precio libre que se trata de gas en firme. La definición de “Solicitud de Compra” es para el gas bajo contrato firme. Adicionalmente, como ya se anotó antes, es conveniente que la solicitud contenga un mayor detalle, similar al que presenta el Formato 4, indicando la demanda a ser atendida de acuerdo con los sectores definidos en las prioridades del artículo 32 del Decreto 2100 (ello permite la verificación y consistencia de la información para efectos de la pre asignación del gas con precio regulado). Se debe corregir el superíndice dentro del formato.
- Para campos con precio máximo regulado
- Se recomienda que el tipo de demanda en el Formato 4A, con el fin de guardar consistencia con el artículo 32 del Decreto 2100, se especifique por cada una de las categorías mencionadas en el Decreto y si tiene o no contrato vigente, ya que la vigencia

Internet:

- Vigencia de la página de internet
- Designación explícita de la gestión de la información por un tercero

A continuación se presentan los análisis y conclusiones sobre cada uno de estos temas:

- Revisión de los Formatos contenidos en el Anexo 2 de la Resolución CREG 081 de 2011

La Comisión ha modificado los Formatos 1, 2 y 3 presentados de la Resolución CREG y ha adicionado el Formato 5 (para el registro los contratos de suministro interrumpible), el Formato 6 (para el registro de la cesión recíproca de contratos en suministro), y el Formato 7 (para el registro de Contratos de Transporte).

- Condiciones de funcionamiento de la página de Internet
 - Vigencia de la página de internet

La resolución CREG 081 de 2011 implícitamente había considerado que la página de internet estuviera en funcionamiento durante los 58 días de período de comercialización. Sin embargo, la Comisión, tomando en consideración los comentarios de los agentes y los ajustes resultantes del proceso de análisis derivado del período de consulta, considera oportuno establecer que la página de internet funcione a partir del primer día de la declaración de la Oferta de PTDV y hasta el 31 de diciembre de 2013. El propósito de lo anterior, es asegurar que el flujo de información proveniente del perfeccionamiento de contratos de suministro bajo la modalidad interrumpible y firme (en particular, del gas proveniente de los excedentes disponibles cuando la



o no de un contrato incide en la prioridad (igual comentario es válido para el Formato 4B)

Sobre la página de internet

No existe un mecanismo práctico y efectivo que le de viabilidad en un plazo corto a la propuesta del Proyecto para diseñar, poner en funcionamiento y mantener una página de Internet por parte de los P/C y Comercializadores.

En este sentido, se propone que sea la misma CREG la que diseñe un aplicativo que permita viabilizar la página de Internet propuesta y sea esa misma entidad quien la mantenga en funcionamiento. Otra alternativa a analizar por la CREG es que por regulación se estipule el envío de información al Consejo Nacional de Operación de Gas CNOG y que sea éste quien consolide y publique esta información en su página.

ECOPETROL

Políticas de Información. (Artículo 10 del Capítulo 1)

Adicional a los cambios sugeridos a los formatos de divulgación de información del proyecto de resolución que detallamos en la comunicación de la ACP, también sugerimos cambios al Formato 2- Solicitudes de Compra que explicamos en Anexo A del presente documento y proponemos que sea la misma CREG quien por regulación estipule la entidad que esté a cargo del diseño y publicación de la página web con la información que el mercado requiere, con el fin de agilizar el tema, dados los cortos tiempos del proceso.

ANDI

Respecto al manejo de información, tanto de balance físico, como del mercado de gas, consideramos que es vital para contar con un buen funcionamiento del mercado y por ende,

Oferta de PTDFV es mayor que las Solicitudes de Compra) sea publicada en la página de internet a lo largo de este período.

Así también, durante el período propuesto, se deberá publicar el registro de la cesión recíproca de contratos en suministro.

- Designación explícita de la gestión de la información por un tercero

Los Productores – Comercializadores manifestaron a la Comisión, que dado los procesos de decisión dentro de cada una de las empresas, es imposible en la práctica que estas lleguen a un acuerdo para definir una página de internet conjunta con el fin de publicar la información. Bajo este escenario, sugirió que el Consejo Nacional de Operación de Gas realizara esta actividad.

Adicionalmente, muchos agentes sugirieron que el manejo de la información fuera designado en un tercero.

Bajo las condiciones anteriormente expuestas, la Comisión, mediante carta con radicado CREG S-2011-003503, solicitó el concepto del Consejo Nacional de Operación de gas, con el fin de conocer la capacidad de ésta para diseñar, estructurar e implementar la página de internet, por los períodos establecidos. Mediante la carta con radicado CREG E-2011-007612 de fecha 10 de agosto de 2011 el CNO gas confirmó su disposición y capacidad para desarrollar esta actividad.

debe ser almacenada y publicada bajo la responsabilidad de un tercero al cual se pueda solicitar niveles mínimos de eficiencia y garantía de transparencia.

EPM

Finalmente, y teniendo en cuenta el principio anunciado por la CREG sobre que uno de los fundamentos de cualquier mercado competitivo es el libre acceso a la información, estimamos importante mencionar a la Comisión que en las anteriores subastas se ha limitado el acceso a la información con claves exclusivas únicamente para los agentes participantes en ella. Por lo anterior, para garantizar por parte de cualquier agente del mercado, el libre acceso a la información del mecanismo de comercialización y durante el proceso de negociación, debe considerarse explícitamente el acceso público para cualquier agente del mercado sobre las ofertas por campo, solicitudes de compra, el balance diario y las asignaciones que surjan finalmente.

ANDI

La definición del procedimiento de comercialización para la contratación en la transición, es una pieza clave para profundizar el mercado del gas en Colombia, que por supuesto se debe complementar con otras piezas, tales como la organización del mercado secundario y spot, junto con los esquemas de información necesarios con el fin de lograr la deseada coordinación entre Suministro y Transporte que se requiere, mientras se define la Regulación permanente. Para lo anterior, se recomienda revisar y de ser el caso, ajustar las disposiciones sobre publicidad de información en el Boletín Electrónico de Operaciones –BEO- de los Transportadores, definidas en el Reglamento

10.DEROGACIONES

NATURGAS

**ASOCIACIÓN
COLOMBIANA
DEL PETRÓLEO**

Único de Transporte –RUT, por ejemplo, estableciendo la obligatoriedad de publicar el nombre de los remitentes que tienen contratada la capacidad en firme.

Derogaciones y vigencia de la norma. Señala el Decreto en su artículo 31 que le corresponde a la Comisión ajustar las resoluciones CREG 095 de 2008, 47 y 147 de 2009 en el diseño de comercialización de campos libres. Bajo ese escenario debe quedar clara la vigencia de las normas anteriores y relacionadas con la Resolución CREG 81 de 2011 y señalar en su Artículo 11, de manera explícita, la identificación de las normas que pierden vigencia, incluida la propia Resolución CREG 095 de 2011, y lo atinente a las compensaciones.

1. Derogaciones

Con el fin de reducir la incertidumbre sobre la vigencia de ciertas normas, es indispensable que las derogatorias sean explícitas, indicando, qué artículos de la Resolución CREG 095 de 2008 y sus modificaciones y otras normas quedan derogadas si hay lugar a ello.

Recomendamos especialmente que en las derogatorias se incluya el artículo 7 de la Resolución CREG 023 de 2000⁹, la cual ha perdido total vigencia, teniendo en cuenta la obligación contenida en el artículo 7 del Decreto 2100 de 2011, en cuanto a reservas y en el artículo 8 en cuanto a capacidad de producción. Dicha norma cuya derogación se solicita, crea confusión e induce a errores

Se acogen los comentarios de los agentes y en la Resolución definitiva se incorporan modificaciones y derogaciones expresas. No obstante, la Comisión entiende que este ejercicio debe complementarse en el futuro.

⁹ Artículo 7o – Resolución CREG 023 de 2000. Publicación de información sobre reservas y capacidad de producción. Los Productores – Comercializadores deberán publicar anualmente, en un diario de amplia circulación nacional, a partir del 30 de junio del año 2000, sus reservas probadas remanentes y su capacidad diaria de producción.

11. Mercado Secundario de Suministro y Transporte

ECOPETROL importantes por parte de quienes quieran usar esta información, debido a que puede conllevar la suma de cantidades que no son aditivas por su significado técnico.
Derogaciones (Artículo 12 del Capítulo 1)
Con el fin de reducir la incertidumbre sobre la vigencia de ciertas normas, es indispensable que la CREG deje explícito los artículos, Resoluciones y Normas derogadas, En especial, es imprescindible que se aclare si esta Resolución derogará o simplemente modificará la Resolución 095 de 2008, teniendo en cuenta las disposiciones derogatorias del Decreto 2100 de 2011.

DINAGAS Para evitar diferentes interpretaciones, el proyecto de resolución debería determinar claramente qué artículos de la Resolución CREG 095 de 2008 quedan derogados.

NATURGAS Coordinación Producción – Transporte. Resaltamos la dificultad que tiene la distribución de participar en la subasta sin disponer de información sobre las capacidades disponibles de transporte. Parte del éxito del mecanismo propuesto por la CREG estriba en que exista la posibilidad de que los agentes puedan acordar de manera autónoma y voluntaria esquemas transaccionales que permitan adquirir producto con la garantía que pueda llegar al destino requerido. En este sentido, se requiere que se habilite la manera y el lapso de tiempo ex ante al cierre de la subasta que permita que los agentes puedan actuar con mayor información.

ISAGEN En relación con el artículo 5, manifestamos que es importante que exista un mecanismo que armonice la prioridad de atención establecida en el Decreto con la realidad

En general, los agentes han solicitado que la información de la capacidad de transporte comprometida bajo contratos en firme sea pública. La Comisión acoge los comentarios de los agentes y se establece la obligación para los transportadores de publicar en la página de internet la información de los contratos que tengan vigentes, y de mantenerla actualizada. Lo anterior, complementado con disposiciones relativas a que agentes compradores tengan la oportunidad de realizar cesión recíproca de contratos cuando existan transacciones adicionales que mejoren su posición contractual a aquella asignada mediante el mecanismo de comercialización.

En relación con las cesiones de contratos de transporte, la Comisión analizará los comentarios y de considerarlo hará las modificaciones requeridas en el RUT.

contractual del servicio de transporte. En este aspecto, es perentorio el establecimiento de una regulación que impida la existencia de remitentes que tengan contratos de transporte en firme, sin poder acceder a suministro en firme, y que por otro lado paguen cargos fijos por el servicio de transporte que posiblemente otra empresa esté usando y eventualmente pagando nuevamente cargos mediante contratos de transporte interrumpible, generando para el transportador beneficios económicos extraordinarios.

... ISAGEN apostó, bajo el entendido que estos procesos de asignación de gas de suministro se iba a dar en el futuro, por la compra de transporte Ballena – Barranca para el largo plazo, sin embargo, observamos con preocupación que el orden de asignación al sector térmico otorga probabilidades remotas de adquirir el gas requerido. Por lo tanto, es posible que ese transporte se quede inutilizado para la generación eléctrica de Termocentro. En este sentido, consideramos pertinente que la regulación establezca los lineamientos para que los derechos adquiridos en ese transporte se puedan negociar o ceder a quienes sean finalmente adjudicatarios de dicho gas.

**ASOCIACIÓN
COLOMBIANA
DEL PETRÓLEO**

- Sobre la contratación del transporte para el gas negociado en el “Período de Comercialización” y la información sobre transporte y demanda.

Dada la existencia de contratos de transporte que puedan no coincidir con los resultados finales de la subasta y en general de los procesos de comercialización durante el período previsto, es importante para los agentes contar con la posibilidad de que exista

algún mecanismo mediante el cual, posterior a dichos procesos, se coordine la contratación de suministro y transporte, o que de alguna forma la regulación viabilice de una manera más expedita la realización de “swaps” o cesiones de contratos de transporte con la participación activa del transportador, al mínimo costo para los remitentes. Esto, para que la participación de los agentes en la subasta no esté condicionada por los contratos de transporte existentes que generen cuellos de botella que le quiten flexibilidad a los procesos implementados.

Con este propósito, es necesario que el mercado cuente con toda la información, no solamente la de los P/C, como también la relacionada con el transporte y la demanda, por parte de los agentes transportadores y los distribuidores y comercializadores.

ANDEG

- Tal como está planteado el mecanismo de transición de comercialización establecido en la Resolución, se podría presentar que una vez se realice la asignación de gas en cada uno de los campos se den situaciones en las cuales agentes que estén más cerca de un campo tengan asignaciones de campos más lejanos y considerando que la metodología de transporte actual incorpora una señal de distancia, se requeriría que se realicen swaps de gas natural entre agentes de la demanda o entre los mismos productores. Es correcta esta interpretación? Consideramos que sería mejor dejar el mecanismo para estos intercambios de gas explícito en la resolución.

GECELCA

La adjudicación del gas proveniente de los campos con precio máximo regulado debería

ser consistente con la capacidad de transporte contratada hasta los puntos de consumo, conforme con lo dispuesto con el orden de asignación establecido. Lo anterior, para evitar costos transaccionales asociados a gas asignado sin derechos de transporte, que sería negociados en el mercado secundario, vía intercambios por los propietarios del contrato o por los productores de gas.

ECOPETROL

Comercialización de Gas - Distorsión Transporte

Dada la existencia de contratos de transporte firmados a largo plazo y las distorsiones que pueden llevar éstos sobre la decisión de contratación de suministro, es importante para los agentes contar con la posibilidad de que exista algún mecanismo regulatorio mediante el cual, posterior a los procesos de comercialización de suministro, se pueda coordinar la contratación de suministro y transporte o que de alguna forma, la regulación viabilice de manera más expedita la realización de 'swaps' o cesiones de contratos de transporte, con la participación activa del transportador y a costo mínimo para los remitentes. Adicional a ello, consideramos de gran importancia que la contratación del transporte sea de conocimiento público, para facilitar todo el proceso.

EMGESA

Por otra parte, vemos que el mecanismo de comercialización no contempla la contratación de transporte, sugerimos que sobre este particular se agilice la expedición de los cargos de transporte ya que sin este aspecto se dificulta o no se puede lograr tanto el respaldo físico para la demanda esencial ni la contratación en firme para el sector térmico.

COSENIT

- LIBRE ACCESO A LOS SISTEMAS DE

TRANSPORTE

Es necesario establecer con plena claridad, las reglas de juego de la interfase producción-transporte de gas natural y evitar que Distribuidores-Comercializadores o Comercializadores, limiten el "libre acceso" que deben tener los Usuarios No Regulados y en la práctica se conviertan en un monopolio gracias a la contratación del servicio de transporte en su área de influencia. La solidez del esquema de comercialización que se propone en la Resolución 081 de 2011, dependerá de las señales del mercado no solo en la producción de campos con precio regulado y precio libre sino también de la posibilidad de acceder a la capacidad de transporte de gas natural por parte de quienes asuman compromisos de compra para el período 2012-2013. En consecuencia, le daría claridad al proceso si se indica que aquellos agentes con capacidad de transporte excedentaria con respecto a su capacidad de compra de gas, ofrecerán dichos excedentes a los agentes que los requieran en condiciones iguales a las de los contratos originales (Pass Through). Lo anterior debe ser aplicable a los Usuarios No Regulados que en la actualidad no tienen contratos de transporte y pudieran contar con contratos de suministro como resultado de la aplicación del nuevo reglamento de Comercialización".

GAZEL

Derechos de Transporte

De manera similar, como quedó en evidencia de los estudios realizados por las consultorías internacionales contratadas por la misma Comisión, es evidente que existe un "cuello de botella" en la asignación de los derechos de



transporte.

En ese sentido, sugerimos que de manera complementaria, y sustentado en la función social que la ley le asigna a las actividades de servicios públicos, se establezca un mecanismo para el proceso de disposición de derechos secundarios de transporte de gas, para aquellos agentes que no hagan uso del mismo, es decir, que en el evento en que un titular del derecho de gas, de mercado secundario, no haga uso del mismo, éste pueda ser utilizado por otro, que pagaría un valor definido de mercado.

Esto implicaría de un lado, que las empresas titulares de los derechos de transporte cumplan con su función social, sin perder los derechos de propiedad que le asiste (sic) derivados del contrato de transporte suscrito, y al mismo tiempo que reciban una remuneración a precios de mercado, por la utilización de tales derechos.

Esta medida implicaría de otro lado, la organización del mercado secundario de transporte de gas natural, para lo cual bastaría con que el regulador concentre en una sola página, la totalidad de las ofertas y de los contratos de transporte, de forma tal que a la plataforma pudiera tener acceso cualquier interesado.

GAS NATURAL FENOSA

- Coordinación suministro-transporte

El portafolio de contratos de suministro resultante de este período de transición no será simétrico con los contratos de transporte que ostentan los agentes, quienes nos hemos

visto obligados a contratar con mucha anticipación.

El Decreto 2730 de 2010 consideró la posibilidad de que a través del gestor Técnico del Sistema se realizara la coordinación de cesiones de capacidad de transporte entre agentes para viabilizar las entregas de gas de los nuevos contratos. Esta coordinación permitiría reducir los costos de transacción y presentar una amplia variedad de capacidades disponibles para solucionar integralmente las necesidades de cada uno de los agentes.

En la actualidad, la posición del transportador es de indiferencia al respecto y su preocupación radica en que las cesiones de derechos que los agentes puedan instrumentar individualmente no representen una reducción de los ingresos garantizados en los contratos actuales.

Si se permite que los Agentes busquen *individualmente las cesiones de capacidad de transporte* para generar que las mismas coincidan con las contrataciones y requerimientos de suministro, los costos de transacción y las imposiciones en la comercialización incrementarán los costos a usuarios finales afectando la competitividad del gas y en algunos casos la interrumpibilidad técnica y no comercial producto de los desvíos que se deben solicitar en los contratos cedidos.

Por esta razón, solicitamos que ante la ausencia de un Gestor Técnico del Sistema,

se le asigne a un agente institucional idóneo o al transportador incumbente la coordinación centralizada de las cesiones de capacidades de transporte con parámetros de viabilidad técnica y eficiencia en costos, sobre todo en el tramo de Ballena-Barrancabermeja en donde las capacidades están siendo asignadas a agentes que no tienen prioridad en la asignación del campo regulado de Guajira.

ACOLGEN

- Dada la necesidad de coordinación entre la comercialización y el transporte de gas, resulta conveniente que la CREG incorpore en la resolución, la definición de mecanismos que faciliten la realización de asignaciones y/o re-asignaciones de derechos de transporte, simultáneos con el desarrollo de los Mecanismos de Comercialización.

12.OPCIONES DE COMPRA DE GAS

ISAGEN

Según nuestro entendimiento del procedimiento de comercialización definido en este proyecto de regulación, parecieran no viables las opciones de compra de gas por parte de los generadores sobre el gas de exportación, ya que entendemos serían los mismos agentes los que ofrecerían las opciones de compra, y para el caso del gas de exportación las directrices del Decreto 2100 impiden que un remitente adjudicado en el proceso de comercialización pueda comprometer las cantidades asignadas a la exportación. Frente a este tipo de mecanismos, consideramos que podría establecerse un régimen especial para que los Productores y generadores térmicos puedan realizar este tipo de contratación sin tener que acudir a los esquemas de comercialización de

En la sección 1 de esta matriz se extiende la explicación de los contratos de Opciones de Compra de Gas y se define las condiciones e interacciones con otros contratos, dentro del portafolio de contratos disponibles para el suministro de gas en firme.

**13.COMERCIALIZADORES
PUROS**

ISAGEN

gas establecidos por la Comisión.

Analizamos que los comercializadores no pueden vender a la demanda regulada los excedentes adquiridos en este periodo de transición, bajo el entendido que es una forma de asegurar que esta demanda se contrate en firme y no opte por esquemas de mercado secundario. Sin embargo, no se incluye en el proyecto de regulación una disposición que evite a los Comercializadores la compra de Gas con TOP altos como los que últimamente han impuesto los Productores. En consecuencia, de coartarse esta posibilidad se restringiría enormemente la alternativa de cubrimiento o recuperación de costos que tendrían los Comercializadores en este mercado en épocas en que sea imposible colocar toda la firmeza adquirida por razones de la estacionalidad de los consumos termoeléctricos.

MADIGAS

En el artículo 9 párrafo 2 hace una restricción al comercializador para que pueda negociar bajo la modalidad de interrumpible única y exclusivamente durante el periodo de comercialización definidos en el artículo 4.

COLINVERSIONES

- No es claro si los agentes comercializadores que tengan contratos de suministro en firme para la venta durante la transición están obligados a ponerlos en el mercado a través de mecanismos de comercialización propuesto por la resolución o podrán hacerlos en el tiempo y bajo las condiciones comerciales que desee. Si aplicara dicho mecanismo de comercialización se debería armonizar los artículos 6 y 7 puesto que en algunos numerales son mencionados y en otros

En general, los Agentes presentan comentarios y observaciones relacionados con la participación de los comercializadores en los mecanismos de comercialización.

Al respecto, es preciso señalar que la Resolución de ajustar la Resolución 095 de 2008, modificada por las Resoluciones CREG 045 y 147 de 2009, conforme a los lineamientos establecidos por el Decreto 2100 de 2011, para la comercialización del gas natural durante el periodo de transición, en concordancia con la designación dispuesta mediante la Resolución MME 181014 de fecha 20 de junio de 2011. Estos artículos se refieren a la transición para la comercialización de la PTDV de campos con precios libres y de campos con precios regulados. Por tanto, no es el objeto de esta Resolución establecer los mecanismos de comercialización que deben aplicar los comercializadores, denominados "puros". Inicialmente se incluyó el término "comercializador" para referirse al comercializador del gas de propiedad del Estado, con lo cual, debido a la confusión generada se eliminará en la Resolución definitiva el término "comercializador".

Adicionalmente, con el fin de evitar distorsiones, se hace un ajuste en los artículos de la Resolución referidos a la comercialización de la Oferta de PTDFV de campos o puntos de entrada al SNT, aclarando que en caso de tratarse de un Comercializador, éste no podrá representar ni vender el gas natural adquirido a Comercializadores que atiendan el mercado regulado con los que tenga vinculación económica.

DINAGAS

- no.
- De acuerdo con lo especificado en el párrafo 4, artículo 6, se aprecia una limitación para el desarrollo del mercado secundario al impedir a los comercializadores realizar ventas a agentes que atiendan mercado regulado, dado que estos últimos requerirán ajustar su demanda a través de compras en el mercado secundario cuando sus proyecciones de demanda sean superadas.
 - La prohibición prevista en el proyecto de resolución en los parágrafos 3 del Artículo 5° y 4 del Artículo 6°, respectivamente y que a la letra dicen: (...) No creemos conveniente esta prohibición, pues restringe aún más el campo de acción de los comercializadores puros. Diferente es si se trata de Comercializadores que tienen participación directa e indirecta en las Empresas de Distribución o que estén constituidas por varias empresas de distribución, o por transportadores o generadores de energía.
 - Vale la pena que se diferencie al Comercializador Puro, del distribuidor-Comercializador que tiene intereses en otros eslabones de la cadena de gas natural (transportador, distribuidor), puesto que su actividad principal, no es la comercialización”.
 - “Debido a que en el proyecto de resolución se le confieren prerrogativas a los Distribuidores-Comercializadores para participar y adjudicarles las subastas, se debe establecer claramente el procedimiento de control, para que el gas

natural adquirido mediante este sistema, realmente sea única y exclusivamente para atender directamente usuarios residenciales y Pequeños Usuarios Comerciales inmersos en la red de distribución y no para que sea utilizado en atender el mercado de Usuarios No Regulados. No vemos claro por qué un Comercializador Puro no puede atender Usuarios Regulados en un sistema de distribución, en áreas No Exclusivas, si de todas maneras cancela al Distribuidor el Dt correspondiente por el uso de la red.

- Aclarar que los comercializadores puros no necesitan acudir al procedimiento de subasta para poder vender el gas natural, bajo la modalidad en Firme y que sólo es aplicable a los Productores-Comercializadores, como está reflejado en la Resolución CREG-095 de 2008

GAS MERIDIONAL

- “En el Artículo 2 (“DEFINICIONES”), el Artículo 4, el Artículo 5, Parágrafo 1, el Artículo 6, Parágrafo 1, y otros apartes del documento se emplea el término “Productores-Comercializadores y Comercializadores”, incluyendo en una misma categoría (e imponiendo los mismos requisitos y restricciones) a estos dos tipos de agentes. Nos parece fundamental aclarar a qué tipo de agentes se refiere en este caso el término “Comercializador” pues, claramente, al ser el tema de la resolución en el mercado primario de gas, este término no se estaría refiriendo a lo que tradicionalmente se han denominado Comercializadores de gas que mal podrían tener o declarar Producción Total

disponible para la venta (PTDV). Por este motivo, se entendería que los mecanismos de oferta que se plantean en la Resolución se extienden solo a los Productores-Comercializadores, y que los Comercializadores Puros no tendrían, por ejemplo, obligación de recurrir al procedimiento de subasta para poder vender gas en Firme, pues esta vía sólo procede para Productores-Comercializadores, como lo indica la Resolución CREG 095 de 2008”

- “(...) Los Artículo 5. Parágrafo 3 y Artículo 6, Parágrafo 4 mencionan:

“En caso de tratarse de un Comercializador, éste no podrá representar ni vender el gas natural adquirido a Comercializadores que atiendan mercado regulado”.

Una vez más no queda claro exactamente a quién precisamente se refiere el Artículo por “Comercializador”. Si lo que se pretende es eliminar la posibilidad de que un Comercializador Puro pueda venderle a un Distribuidor – Comercializador (que atiende mercado regulado), entonces consideramos que lo único que logra el artículo es restringir en forma discriminatoria el campo de acción de los Comercializadores Puros y reducir la liquidez y competencia en el mercado, contraviniendo uno de los principios establecidos en el Decreto 2100 de 2011 del Ministerio de Minas como es el de “mitigar los efectos de la concentración del mercado”.

- Si por el contrario, lo que se busca es evitar que Comercializadores que tienen vínculos accionarios con empresas transportadoras y distribuidoras puedan obtener un margen de intermediación de

14. COMERCIALIZACIÓN CONJUNTA	ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETROLEO	esta actividad, entonces debería quedar <i>explícito que ésta es la intención</i> . <ul style="list-style-type: none">• Sobre la comercialización "conjunta" en el punto de entrada y las solicitudes de compra	Atendiendo los comentarios efectuados, en la Resolución definitiva se establecen los ajustes correspondientes.
15. CONTRATOS	GECELCA	Es importante que la Resolución definitiva precise el alcance de la "comercialización conjunta" al cual se refiere el parágrafo 2 del artículo 6 del Proyecto. Consistentemente, el Anexo 1 de guías para la subasta también debe revisarse para que sea acorde con el objeto de la comercialización conjunta.	
16. TRANSPORTADOR COMO COMERCIALIZADOR	TGI	..., le manifestamos a la Comisión que las condiciones expuestas en la normatividad en comento, deberían respetar las condiciones pactadas en los contratos de gas suscritos con anterioridad a la expedición de la normatividad relacionada con la comercialización de gas. Como consecuencia de la contratación en firme del suministro de gas para las estaciones de compresión, y teniendo en cuenta la prohibición al transportador de comercializar gas, es importante que la Comisión evalúe el diseño de alternativas que permitan la comercialización del gas que no sea utilizado por las estaciones compresoras, siempre y cuando esto no atrase la resolución de aprobación de cargos regulados de transporte.	La aplicación de la Resolución no es retroactiva y por lo anterior respeta los contratos vigentes.
			La Resolución CREG 081 de 2011 no abre la discusión sobre las actividades que pueden desarrollar los agentes en el marco regulatorio vigente. En todo caso, la Comisión mantiene la directiva mediante la cual los agentes transportadores son pasivos frente a la comercialización de gas, y no podrá desarrollar esta actividad. El transportador deberá gestionar los riesgos inherentes a su actividad, tomando en cuenta las restricciones existentes.