



ESTUDIO DE OPERACIÓN ELECTRICA Y DE GAS SOBRE ALTERNATIVAS DE TRATAMIENTO DE VARIACIONES DE SALIDA CAUSADAS POR REDESPACHOS ELECTRICOS

Informe Final

Mayo 5 de 2015

PHC Servicios Integrados Group SAS

NIT: 900 434 089
+57 4 444 75 49
Carrera 30 10C-228
Medellín, Colombia

www.phc.net.co

Redes Inteligentes • Ciudades Inteligentes • Mundo Inteligente

Contenido

1	RESUMEN EJECUTIVO	3
1.1	Conclusiones.....	5
1.2	Recomendaciones.....	13
1.2.1	Acciones de Corto Plazo	14
1.2.2	Acciones de Mediano Plazo	17
2	ENTENDIMIENTO DEL CONSULTOR SOBRE LOS PLANTEAMIENTOS Y PROPUESTAS DE LAS RESOLUCIONES CREG 089/2013 Y 122/2014	20
3	DILEMAS DE LOS GENERADORES ELÉCTRICOS QUE USAN GAS Y SU EFECTO EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	26
3.1	Dilema de un Generador que utiliza Gas como combustible Principal	29
4	PRINCIPALES INTERROGANTES QUE SURGEN DE LA REGULACIÓN...	32
5	ANÁLISIS DE ASPECTOS TÉCNICOS DE LA PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS	35
6	EVALUACIÓN DE LAS CARGOS DE TRANSPORTE DE GAS Y DE LA RAZONABILIDAD DE LAS COMPENSACIONES PLANTEADAS POR LA CREG 38	
7	VENTAJA DE REGLAMENTAR UN SERVICIO DE FLEXIBILIDAD EN EL TRANSPORTE DE GAS SIMILAR A LOS SERVICIOS DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO	41
8	REFERENCIAMIENTO CON LA COORDINACIÓN GAS ELECTRICIDAD QUE SE REALIZA EN AUSTRALIA.....	43
8.1	Sector Gas	43
8.2	Sistema Eléctrico	46
8.2.1	Predespacho D-1.....	46

8.2.2	Despacho en línea día D	47
9	VENTAJAS DE CONTAR CON UN GESTOR TÉCNICO DEL SISTEMA DE GAS, INDEPENDIENTE DE LOS DEMÁS ACTORES.....	47
10	REDUCCIÓN DE INCERTIDUMBRES EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	48
11	BIBLIOGRAFÍA.....	49
12	ANEXOS	51
12.1	Anexo 1. Artículos 54 de la Resolución CREG-089/2013 y 7 de la Resolución CREG-122/2014	51
12.2	Minuta Reunión # 1: Proyecto “Variaciones de Salida de Gas por Redespachos Eléctricos”	54
12.3	Reunión CREG: Variaciones de salida (Gecelca – marzo de 2015)	56
12.4	Presentación Consultoría Variaciones de Salida (marzo 18 de 2015) ..	58

Lista de Figuras

Figura 1.	Injection, withdrawals and system linepack – AEMO.....	46
Figura 2.	Sector Eléctrico Colombiano	47
Figura 3.	Sector Gas Natural en Colombia.....	48

1 RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento de los análisis, comentarios y recomendaciones sobre las compensaciones económicas resultantes de las variaciones de salida de gas, reguladas por las Resoluciones CREG 089 de 2013 y 122 de 2014, ha sido preparado en forma independiente por PHC SAS con el apoyo del Ingeniero Tomás de la Calle (en adelante el Equipo Consultor) de acuerdo a la orden de servicio emitida por El Consejo Nacional de Operación (CNO).

El alcance fue definido en los Términos de Referencia (TDR) preparados por el CNO y consiste en:

- Identificar los diferentes problemas y restricciones para la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de las plantas térmicas que se podrían presentar al momento de la implementación de las compensaciones por las variaciones de salida.
- Identificar y evaluar las acciones realizadas por los sectores de gas y electricidad a nivel internacional, así como las medidas implementadas por los reguladores en otros mercados para la coordinación de los dos sectores ante las variaciones de salida.
- Evaluar los efectos sobre la operación del SIN que tienen las solicitudes de renominación de gas con origen en redespatchos solicitados por el CND, cuando sean negadas por el productor y/o transportador de gas.
- Proponer soluciones de corto, mediano y largo plazo para la adecuada implementación de las variaciones de salida en el mercado de gas natural, así como las acciones y recomendaciones para la incorporación de esta variable dentro de la operación de la generación térmica a gas para lograr una operación segura, confiable y económica del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El eje central de los análisis realizados por el Equipo Consultor parte de un enfoque técnico-económico de la evaluación del efecto de la normativa de las variaciones de salida, Resoluciones CREG 089 de 2013 y 122 de 2014, sobre la coordinación de

los sectores de electricidad y gas, coordinación que se debe realizar de tal manera que se logre maximizar los excedentes de los consumidores de los dos sectores, dando señales de eficiencia para la producción de energía eléctrica y para el transporte y distribución del gas, procurando una operación segura y confiable de los dos sectores, propósito que corresponde al objetivo principal de la regulación económica y del mandato legal de la Ley 142 de 1994 cuando establece los criterios generales para prestar los servicios públicos de electricidad y gas y le otorga el mandato a la CREG, dentro de sus funciones, el de regular los servicios públicos de gas y electricidad.

La metodología utilizada en este trabajo se resume en los siguientes pasos:

1. Revisión regulatoria de la operación del sistema eléctrico y de la operación y comercialización del mercado de gas y del esquema de remuneración del Sistema Nacional de Transporte (SNT) de gas.
2. Análisis y discusión con los principales generadores termoeléctricos y con el CNO de los impactos de las compensaciones de las variaciones de salida.
3. Revisión conceptual de la operación de los sistemas eléctricos y de gas y el impacto que tiene en la seguridad operativa de cada uno de ellos, las restricciones que se imponen mutuamente, debido a las incertidumbres propias de la operación de cada uno de sus sistemas y las leyes físicas que los gobiernan.
4. Revisión internacional del tratamiento de los desbalances y variaciones de entrada y salida en los mercados liberalizados de gas y su coordinación con el mercado eléctrico
5. Formulación y discusión de las conclusiones y recomendaciones.

El documento se encuentra organizado de la siguiente manera.

La primera sección presenta el entendimiento del Consultor sobre los planteamientos y propuestas de las resoluciones 089 de 2013 y 122 de 2014. La sección segunda presenta una evaluación de los dilemas de los generadores

eléctricos que usan gas y su efecto en la operación del sistema eléctrico. En la tercera sección, se presentan los principales interrogantes que surgen de la regulación. En la cuarta sección se presenta un análisis de los aspectos técnicos de la producción y transporte de gas. En la quinta sección se presenta una evaluación de los cargos de transporte. En la sección sexta se exponen la ventaja de reglamentar un servicio de flexibilidad en el transporte de gas similar a los servicios de regulación de frecuencia en el mercado eléctrico. En la sección séptima se hace un referenciamiento con la coordinación gas electricidad que se realiza en Australia. En la sección octava se indican las ventajas de contar con un gestor técnico independiente para el sistema de gas. En la sección novena se presentan recomendaciones para reducir las incertidumbres en la operación eléctrica con el fin de disminuir las autorizaciones y redespachos y por ende impactar en la reducción de las variaciones de salida debido a los cambios en la generación de las plantas eléctricas que utilizan gas.

El Resumen Ejecutivo que se presenta a continuación sintetiza los comentarios y conclusiones del Consultor sobre los aspectos analizados y evaluados, y las recomendaciones que se desprenden de tales conclusiones.

1.1 Conclusiones

1. Es de gran importancia revisar las reglas de la operación del sistema eléctrico y del sistema de gas para mejorar su coordinación de tal manera que se logren maximizar los excedentes de los consumidores de los dos sectores, dando señales de eficiencia para la producción de energía eléctrica y para el transporte de gas, procurando una operación segura y confiable de los dos sectores, propósito que corresponde al objetivo principal de la regulación económica y del mandato legal de la Ley 142 de 1994 cuando establece los criterios generales para prestar los servicios públicos de electricidad y gas y le otorga el mandato a la CREG, dentro de sus funciones, el de regular los servicios públicos de gas y electricidad.

2. La modificación de las reglas debe conllevar en primera instancia a disminuir las incertidumbres que se presentan tanto en la programación como en la operación en tiempo real de los sistemas eléctrico y de gas y una vez se logre esto, implementar mecanismos para minimizar las variaciones de los participantes en los dos sectores basados en incentivos económicos.
3. Durante los últimos 15 años (desde la aparición del RUT en 1999) el Mercado de Gas ha venido acostumbrado a que su período de “resolución” es el Día de Gas y no la “Hora de Gas” (los acuerdos de Balance, etc. se refieren a períodos diarios o mensuales) y las compensaciones previstas para Variaciones de Entrada y Salida (horarias) han sido aplicadas según los acuerdos de balance entre el remitente y el transportador, sí bien las estadísticas muestran un reducido pago de compensaciones esto se debe a que el gasoducto no ha sido afectado la mayoría de las veces por estas variaciones. La CREG parece que no vió necesario forzar su aplicación debido a que consideró que la metodología establecida en el RUT no correspondía con la realidad operativa del SNT de gas y su adaptabilidad con el mercado de energía eléctrica
4. El legado de los take-or-pay entre los remitentes no regulados y los productores de gas parece estar obrando en contra del “deber ser” de la operación del mercado de gas: algunos generadores podrían tener el incentivo de nominar más de lo que necesitan (porque lo están pagando) “en caso” de que se presente un redespacho si existe el riesgo de que la firmeza no se mantenga y este comportamiento evidentemente desvirtúa la liquidez del mercado secundario el cual no tiene productos acorde a los requerimientos del sector eléctrico. : La resolución 089 de 2013 estableció TOP del 100% diario lo cual le quitó la flexibilidad operativa que existía en estos contratos aumentando el riesgo de atrapamiento del gas en los contratos, sino hay un mercado secundario líquido de corto plazo con productos horarios . El mecanismo Úselo o Véndalo disminuye el incentivo de nominar el gas contratado, debido a que el generador podría colocar lo no disponible y mantener su derecho, sin embargo los

productores tienen la libertad e incentivo para exportarlo y este podría no estar disponible cuando el generador lo requiera.

5. La CREG aspira a crear un mercado secundario de gas (que parte de suprimir los take-or-pay e instaurar el sistema de 'úselo o véndalo') con suficiente liquidez y profundidad como para que efectivamente funcione y, por tanto, permitir Variaciones de Salida elevadas podría ir en contra de tal aspiración. Sin embargo, el hecho de que sea una de las partes (el Transportador) quien mida, decida y se beneficie de la ocurrencia y el cobro de las 'Compensaciones' parece generar incentivos perversos para el buen funcionamiento del Mercado de Gas. Además el pago por el 5% sin tener en cuenta sí hay algún impacto operativo para el gasoducto o criterios soportados en parámetros técnicos para su valoración, parece exagerado
6. EL RUT siempre le otorgó a los remitentes ciertas prerrogativas para medir o retar las mediciones del Transportador y estos (particularmente los generadores térmicos) no han hecho uso de estas facultades. Lo anterior, considerando que la medición oficial la tiene el transportador y este no publica la misma en tiempo real sino con cierto retraso en página web.
7. La Transparencia comercial es un elemento sine qua non para el buen funcionamiento de cualquier mercado y es muy probable que ésta se logre en Colombia mediante el Gestor del Mercado, pero es también clave la Transparencia técnica de la operación de un mercado energético para que los agentes actúen con confianza; y ni la CREG ni los remitentes o un tercero independiente realizan análisis de "dinámica de fluidos" de la red de transporte por lo que no hay forma de debatir los cálculos de los transportadores. Se debe procurar por mejorar la transparencia, la validación técnica y la eliminación de los posibles conflictos de interés del operador de los SNT de gas, para lo cual es conveniente la creación de un gestor técnico, idóneo, neutral e independiente. La publicación en tiempo real y la posibilidad de chequear su cálculo permitiría la posibilidad de crear y transar productos de corto plazo entre los remitentes,

aumentando la liquidez del mercado secundario de gas y creando así instrumentos que permitan administrar los riesgos por los pagos de las variaciones de salida.

8. Para mantener un sistema de transporte de gas confiable y seguro deben existir incentivos para minimizar tanto las Variaciones de salida como las Variaciones de entrada (productor-transportador), y estas últimas deben ser incluidas nuevamente en la regulación para dar mayor flexibilidad al gas, teniendo en cuenta la participación de las dos puntas (oferta y demanda) en la operación del gasoducto. Los acuerdos de balance entre los productores y los remitentes en principio puede ser un adecuado instrumento, sin embargo por transparencia del mercado su tratamiento en un mediano plazo se debería regular de manera similar a las variaciones de salida
9. La flexibilidad en el transporte del gas constituye el mecanismo más importante para balancear las entradas con las salidas más las pérdidas durante el día de gas, controlando los niveles de presión dentro de unos límites definidos con criterios objetivos, con el fin de lograr una operación eficiente y segura. Por tanto es de gran importancia que la regulación incentive el óptimo manejo y uso, tanto desde el punto de vista técnico como económico, de la flexibilidad de los gasoductos, definiendo un mecanismo de mercado que asigne un precio que de la señal correcta para el mejor uso del servicio de empaquetamiento coherente con los cargos por el servicio de transporte
10. El período de resolución para el establecimiento y la liquidación de las compensaciones económicas debe ser consistente con los sistemas de contratación y con la flexibilidad del transporte de gas y del sistema eléctrico. Así mismo, se debe tener una metodología de análisis con criterios técnicos de las Variaciones de Salida que garantice a los remitentes el debido proceso antes de la aplicación de compensaciones económicas
11. Los operadores del SNT de gas deben ser estrictos en el cumplimiento de los criterios y la publicación de la información en tiempo real y en el corto plazo que

establece el RUT y la que sea necesaria para mantener la seguridad y la transparencia, tales como presiones en los diferentes nodos del gasoducto, volúmenes, poder calorífico, etc.

12. Es importante cumplir, por parte de los transportadores de gas, con el numeral 4.6.6 del RUT, el cual estipula: “El objetivo de los Remitentes y Transportadores es evitar Variaciones de Entrada y Salida. Sin embargo, el Transportador aceptará que los Remitentes entreguen o tomen gas dentro de los Volúmenes que comprendan el Rango de Tolerancia por Variación de Entrada y Variación de Salida que se definirán para cada hora del Día de Gas, de la siguiente manera:

$$\text{Rango de Tolerancia} = \left[1 - \frac{\text{Cap. Programada}}{\text{Cap. Gasoducto}} \right] \times 100$$

El CPC establecerá Rangos de Tolerancia para cada hora del Día de Gas. Dichos Rangos deberán ser colocados diariamente en el Boletín Electrónico de Operaciones una vez se concluya el Programa de Transporte para el siguiente Día de Gas”.

13. El valor del 5% de variaciones de salida horario no se le ha encontrado una justificación técnica ni que sea una práctica a nivel mundial que esté encaminada a garantizar la seguridad en el transporte de gas. Dado que desconoce los siguientes aspectos:

- La variabilidad natural de la generación eléctrica reconocida por el Reglamento de Operación expedido por la CREG donde para mantener el equilibrio oferta demanda establece además de la posibilidad desviarse en una banda del 5% sin ninguna penalización, las autorizaciones reglamentadas mediante acuerdos del CNO, y los redespachos. Indicando esto una incoherencia entre las reglas expedidas por la CREG para mantener la seguridad de los sistemas eléctricos y de gas lo cual hace que la coordinación operativa no cumpla su propósito de usar los recursos del país de la forma más conveniente garantizando la calidad y seguridad de los

servicios de electricidad y gas. Solamente se encontró que en California mediante los contratos se penalizan las variaciones mayores a 5%, pero en un período de un mes y no horario y con la posibilidad de que en los diez días siguiente se pueda corregir estas variaciones o con gas o financieramente para evitar el pago de la penalización o compensación como lo denomina la CREG en la resolución 089 del 2013.

- Los niveles de tolerancia de las variaciones de salida no deben ser fijados con un número absoluto, sino como con criterios técnicos (presión de operación) en función del nodo, estado operativo del gasoducto (uso de estaciones compresoras y capacidad ociosa) y del porcentaje de capacidad de transporte programado teniendo en cuenta la flexibilidad que se puede lograr con una óptima operación del SNT de gas.
- El Transportador dispone de todas las herramientas regulatorias que le da el RUT para tomar decisiones en caso de situaciones de emergencia o condiciones previsibles que puedan llevar el sistema de condiciones normales a emergencia. Por tanto no se encuentra ninguna razonabilidad técnica para definir un valor rígido del 5%, conduciendo a incentivar la reducción de la utilización de la flexibilidad del transporte de gas, en lugar de buscar lo contrario.

14. Es importante considerar la experiencia operativa que se ha tenido hasta el momento, en la cual el transportador ha venido coordinando las variaciones de salida en forma eficaz y oportuna con los remitentes considerando el estado operativo del gasoducto.

15. Es importante que así como la operación del sistema eléctrico es auditada por regulación de la CREG, se haga lo mismo para los transportadores de gas: para verificar el cumplimiento del RUT, el cálculo y liquidación de las compensaciones; y determinar si se utilizan prácticas de clase mundial para la programación y reprogramación del día de gas y para la coordinación,

- supervisión y control en tiempo real del transporte de gas. Las auditorías servirían además para determinar si se optimiza la flexibilidad del transporte.
16. Es de gran importancia el intercambio de información en tiempo real entre el CND y los Centros Principales de Control de los Transportadores de gas. Información que va a permitir mejorar la respuesta y transparencia de los operadores para garantizar la seguridad tanto del sistema de gas como del sistema eléctrico
17. Para lograr efectividad y eficiencia en las señales que se quieren dar con las compensaciones por las variaciones de salida es de vital importancia el funcionamiento pleno del mercado secundario de gas administrado por el Gestor del Mercado en el cual se garantice la transparencia, la firmeza en las ofertas de compra y venta, la liquidez del mercado (suficientes productos para gestionar las variaciones de salida), la correcta administración del riesgo de crédito mediante el establecimiento de un sistema de garantías líquido y fácilmente realizable y procedimientos y plataformas lo suficientemente ágiles para que estén acordes con los tiempos tan cortos que se disponen para las negociaciones y registro de las mismas. .
18. La transparencia, precisión, confiabilidad, seguridad y la posibilidad de auditar la medición es una condición obligatoria para implementar un sistema de compensaciones
19. Una de las posibles causas de las variaciones se debe a que si bien el remitente conoce el poder calorífico del gas que inyecta no le es posible conocer el poder calorífico del gas que toma en el punto de salida puesto que el gas inyectado se mezcla en el trayecto y su valor final no lo da a conocer el transportador ex ante sino varias horas después Para ello es necesario, entoces, tener medición permanente de poder calorífico en los puntos de salida, dado a que al ser esta una causa de variaciones de salida, debe ser medida eficazmente
20. No es conveniente por transparencia, que las compensaciones sean medidas, liquidadas y facturadas por quien puede resultar como el principal beneficiario

de dichas compensaciones, esto es, dado el posible conflicto de interés que pudiera surgir de forma natural. Sí bien, esto se puede evitar con supervisión de la autoridad de control y vigilancia y por los buenos códigos de buen gobierno de las empresas de transporte, no es aconsejable que exista la posibilidad de duda en el cálculo de las compensaciones.

21. Aunque ambos tipos de usuarios, los regulados y los no-regulados (dentro de los cuales están los generadores eléctricos a gas), pagan la misma tarifa por el servicio de transporte, los primeros no son sujetos de compensaciones por Variaciones de Salida horarias (sino diarias) como sí lo son los segundos, es decir, los regulados pagan lo mismo por un mejor servicio lo cual no parece muy equitativo y más aun teniendo en cuenta que los generadores térmicos a gas también se encuentran prestando un servicio público:
22. Las compensaciones solo se debería aplicar si hay impactos para otros remitentes. Los no regulados requieren de flexibilidad y con la aplicación diaria se le estaría limitando a estos remitentes la posibilidad de gestionarlas en el día.
23. A juzgar por el elevado monto a que pudieran llegar las compensaciones, es importante que se diseñen instrumentos para manejar este riesgo similar a los mecanismos usados en otros países en donde se crea un mercado para que existan productos apropiados para manejar las variaciones y ofrecerlas para quien las necesite y esté dispuesto a pagar por ellas
24. Al igual que en el sector eléctrico en donde las desviaciones van con destino a la demanda, no se ve como una señal adecuada que las compensaciones por las variaciones de salida tengan como el mayor beneficiario al transportador, debería estudiarse por parte del regulador que se trasladen a la demanda (afectada o menores costos de servicio de transporte).
25. Las reglas para elaborar los pronósticos de demanda en el mercado eléctrico así como el período de resolución del despacho, incrementan la incertidumbre del despacho, lo cual aumenta las posibilidades de variaciones de salida de los

generadores a gas lo que a su vez conduce a la necesidad de revisar estas reglas.

26. Es necesario eximir del pago de las variaciones de salida todas las causas que no están bajo su control para evitar que los generadores tengan el dilema si desviarse en la producción de energía eléctrica y minimizar las variaciones de salida o lo contrario. O peor aún el uso de combustibles líquidos, que iría en contravía del mandato de la Ley 143 de usar los recursos de una forma económica y conveniente para el país, lo cual es resultado del incentivo que la regulación le da al uso de combustibles líquidos en lugar de gas, con su alto impacto en precios y en contaminación ambiental. Esto como resultado del arbitraje que la regulación está colocando mediante las variaciones de salida horaria, lo cual claramente no conduce a la óptima coordinación del sector gas con el de electricidad con los correspondientes incrementos en precios para el consumidor y la disminución en los niveles de seguridad
27. Para disminuir la incertidumbre de la operación en el día de gas y optimizar su operación, maximizando la seguridad y la flexibilidad se deben tener reprogramaciones obligatorias y públicas en el SNT de gas con una periodicidad mucho menor a seis horas para mantener la seguridad del SNT de gas o se deben establecer reglas para redespachos del sector eléctrico en tiempos mayores a 1.5 horas, considerando el uso de reservas operativas.
28. Las renominaciones se deben hacer con una anticipación mucho menor a seis horas de anticipación y se rechacen solamente por demostración técnica de los operadores de los CPC usando modelos y criterios conocidos y aprobados por la CREG.

1.2 Recomendaciones

Las recomendaciones se dividen en dos grupos de acciones de corto plazo y mediano plazo.

1.2.1 Acciones de Corto Plazo

1. Posponer por lo menos hasta enero de 2016 el pago de compensaciones de variaciones de salida previa la ejecución de las siguientes acciones de corto plazo
2. Revisar la regulación propuesta para el pago de las variaciones de salida y regular las variaciones de entrada para mantener un sistema de transporte de gas confiable y seguro
3. Definir que estas variaciones sean a nivel diario y no a nivel horario, y en un mediano plazo reducirlas al período de las renominaciones o al período de los productos de corto plazo de menor duración en el mercado secundario de gas. para que sean consistentes con los sistemas de contratación y con la flexibilidad del transporte de gas, previo un estudio que demuestre bajo qué condiciones del gasoducto, estas deberían ser cobradas.
4. Cumplir por parte de los transportadores de gas con el numeral 4.6.6 del RUT, el cual estipula: “El objetivo de los Remitentes y Transportadores es evitar Variaciones de Entrada y Salida. Sin embargo, el Transportador aceptará que los Remitentes entreguen o tomen gas dentro de los Volúmenes que comprendan el Rango de Tolerancia por Variación de Entrada y Variación de Salida que se definirán para cada hora del Día de Gas, de la siguiente manera:

$$\text{Rango de Tolerancia} = \left[1 - \frac{\text{Cap. Programada}}{\text{Cap. Gasoducto}} \right] \times 100$$

El CPC establecerá Rangos de Tolerancia para cada hora del Día de Gas. Dichos Rangos deberán ser colocados diariamente en el Boletín Electrónico de Operaciones una vez se concluya el Programa de Transporte para el siguiente Día de Gas”

5. En forma alternativa se podría retomar la propuesta presentada en el documento CREG 035 de mayo 12 de 2005 que establece :” Las compensaciones se causan si las Variaciones de Salida hacen que las presiones de operación en algún Punto de Salida se desvíen del rango de presiones preestablecido y publicado

en el BEO por el respectivo Transportador. Dicho rango de presiones corresponderá a las máximas presiones efectivas de operación y las mínimas presiones efectivas de operación en los diferentes Puntos de Salida del Sistema. Estas presiones serán determinadas por Transportador teniendo en cuenta las condiciones técnicas del Sistema de Transporte y los compromisos contractuales. Para establecer dichas presiones el Transportador deberá adoptar el siguiente procedimiento

- Publicar en el BEO, los rangos de presiones establecidos indicando los criterios, procedimientos y modelos utilizados para establecer las presiones Remitir a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios toda la información asociada al proceso de establecimiento de las presiones (e.g. reportes); el Transportador entregará copia de dicha información a los Remitentes que la soliciten
 - Ajustar, si es del caso, los rangos de presiones según las observaciones que reciba de Remitentes.
 - Aplicar compensaciones únicamente cuando los rangos de presiones estén debidamente publicados en el BEO, y cuando se presente la desviación sin ninguna gestión del remitente y haya afectación para otros remitentes.
 - Modificar las presiones sólo cuando haya debida justificación técnica
6. Regular por parte de la CREG auditorías técnicas a los transportadores de gas para verificar el cumplimiento del RUT y determinar si se utilizan prácticas de clase mundial para la programación y reprogramación del día de gas y para la coordinación, supervisión y control en tiempo real del transporte de gas. Auditorías que sirvan para determinar si se optimiza la flexibilidad del transporte
7. Regular por parte de la CREG la información de la operación que debe ser pública on line y ex post para los participantes del mercado de gas y vigilar su cumplimiento

8. Regular por parte de la CREG la información en tiempo real que debe ser intercambiada entre el CND, los remitentes y los Centros Principales de Control de los Transportadores de gas. Información que permita mejorar la respuesta y transparencia de los operadores para incrementar la seguridad tanto del sistema de gas como del sistema eléctrico
9. La puesta en vigencia del pago de las variaciones de salida debe ser posterior a la implementación de las siguientes condiciones:
 - Funcionamiento pleno del mercado secundario de gas administrado por el Gestor del Mercado en el cual se garantice la transparencia, la firmeza en las ofertas de compra y venta, la liquidez del mercado, la correcta administración del riesgo de crédito mediante el establecimiento de un sistema de garantías líquido y fácilmente realizable
 - Establecer productos intradiarios u horarios (intercambios o neteos entre nodos entre remitentes, parqueo en el SNT ya sea en el campo o en el gasoducto, entre otros) que permitan mejorar la coordinación y operación de los tiempos entre el sistema de gas y el sistema eléctrico.
 - Reglamentar la medición de tal manera que los remitentes tengan su propia medición y puedan controvertir la variaciones de salida determinadas por el transportador
 - Diseñar una metodología mediante la cual los remitentes puedan conocer ex ante el poder calorífico del gas que llegará a su punto de salida o, alternativamente, eximirlos de las Variaciones de Salida ocasionadas por esta causa
 - Implementar en el mercado eléctrico pronósticos de demanda con periodicidad diaria y período de resolución de 30 minutos
 - Cambiar el período de resolución del despacho y el predespacho de una hora a media hora con el fin de reducir las incertidumbres del despacho del día D-1, y por tanto la incertidumbre de las renominaciones de las generadores

- Reglamentar autorizaciones y redespachos por razones de seguridad en el SNT de gas, previa definición de criterios objetivos y que el CND disponga en tiempo real información intercambiada por los CPC de gas como presiones, volúmenes y energía en los puntos de entrada de las plantas de gas.
 - .
10. Eximir del pago de las variaciones de salida los redespachos y las autorizaciones dadas por el CND, así como las variaciones de salida durante los períodos de cumplimiento de las características técnicas de los generadores de acuerdo a la información suministrada por el CND con base en el registro de estas características técnicas para el despacho eléctrico, los cambios de generación de un período a otro sin necesidad de que el transportador de gas y el productor acepte las respectivas renominaciones.
11. El pago de las variaciones de salida deben ser destinadas a aumentar la flexibilidad del transporte con base en planes de inversión o expansión (que incrementen redundancia o capacidad operativa) presentados por este a la CREG y aprobados por la UPME y a compensar las demandas afectadas por las variaciones de salida

1.2.2 Acciones de Mediano Plazo

1. Definir las variaciones de salida con períodos igual al período de renominación o al producto de menor duración en el mercado de corto plazo de gas.
2. Regular reprogramaciones obligatorias y públicas en el SNT de gas con una periodicidad de cuatro horas o menos dependiendo de las necesidades de mantener la seguridad del SNT de gas.
3. Regular que se puedan aceptar renominaciones con dos horas de anticipación o menos y se rechacen solamente por demostración técnica de los operadores

de los CPC usando modelos y criterios aprobados por la CREG, confrontándola con la información real del gasoducto.

4. Implementar en el mercado eléctrico un mercado intradiario que disminuya las incertidumbres en la generación de las plantas, lo cual conducirá a minimizar las variaciones de salida.
5. Intercambio de información operativa en tiempo real entre el CND, los centros de control de los transportadores de gas y el Gestor Técnico de gas para mejorar la coordinación operativa en tiempo real y procurar por una mayor transparencia entre los sectores eléctrico y de gas para mejorar la confiabilidad y seguridad operativa de los dos sectores
6. Estudiar los potenciales beneficios para los sistemas eléctrico y de gas de ‘desacoplar’ los respectivos días como se hace en Australia, una alternativa sería que el día eléctrico vaya de las cero a las veinticuatro horas y el de gas seis horas más tarde: es decir a las seis de la mañana (y hasta las 6am del siguiente día)
7. Regular el servicio auxiliar de la flexibilidad del transporte de gas, el cual podría dividirse en dos componentes: una que estaría cubierta por los cargos de transporte donde se reconocen todos los costos de inversión de la infraestructura de transporte y los costos AOM, debidos al empaquetamiento, información suministrada por los transportadores, y sería aquella flexibilidad que no compromete la seguridad del transporte con un margen que defina el regulador, margen que podría ser definido con valores límites de la presiones y calculados por nodo o valores de presión generales para todo el sistema de transporte de gas, dejando la posibilidad que exista un margen adicional que sea negociado en un esquema de mercado: el margen fijo de flexibilidad debería ser definido por el regulador y el adicional sería calculado por el transportador en línea para cada uno de los períodos de renominaciones, que deben ser fijos y obligatorios durante el día de gas, usando análisis dinámicos de flujo. La definición de su precio y asignación podría reglamentarse mediante un esquema de mercado ex

ante de contratos complementado con un mercado en tiempo real el cual debe ser ofrecido por el transportador mediante reglas claras, que aseguren la competencia, concurrencia y transparencia, con un esquemas de garantías líquidas y fácilmente realizables y una plataforma de negociación electrónica que funcione en tiempo real

8. Desarrollar un mercado para el servicio de empaquetamiento (horario) como se hace en otros países donde los mercados eléctrico y de gas han sido liberalizados como resultado de la recomendación anterior
9. La CREG debería promover la creación de un Gestor Técnico independiente a cargo de la operación del sistema de gas

2 ENTENDIMIENTO DEL CONSULTOR SOBRE LOS PLANTEAMIENTOS Y PROPUESTAS DE LAS RESOLUCIONES CREG 089/2013 Y 122/2014

La aplicación de los artículos 54 y 7 de las resoluciones CREG No.089 de 2013 (*“Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural”*) y 122 de 2014 (*“Por la cual se modifica la Resolución CREG 089 de 2013”*), respectivamente, acarrearían potenciales e importantes implicaciones pecuniarias (referidas en la regulación como “compensaciones”) a ciertos agentes del sector eléctrico; concretamente, a los generadores térmicos que por utilizar gas natural en sus plantas se configuran como remitentes de gas y, como tales, entran a ser participantes de la operación del sistema de gas natural.

Como referencia se transcriben en el Anexo 1 los artículos citados y se realizan a continuación algunas precisiones. En primer lugar la resolución CREG-089 presenta la siguiente definición (ver Artículo 3 - “Definiciones”):

“Variaciones de salida: valor absoluto de la diferencia entre la cantidad de energía autorizada y la cantidad de energía tomada en un punto de salida para cada hora. En el caso de los distribuidores será el valor absoluto de la diferencia para un día”.

La anterior definición modifica la establecida en el Reglamento Único de Transporte — RUT (resolución CREG-071 de 1999), que decía:

“Variación de salida: Valor absoluto de la diferencia entre la Cantidad de Energía Confirmada y la Cantidad de Energía Tomada en cada hora por el Remitente, o en cada día para el caso de distribuidores”.

En el mismo RUT se establecían las siguientes definiciones las cuales no fueron modificadas por la Resolución 089 de 2013:

“CANTIDAD DE ENERGÍA AUTORIZADA: Cantidad de Energía que el Centro Principal de Control (CPC) acepta que se transporte durante el Día de Gas por un Sistema de Transporte”.

“CANTIDAD DE ENERGÍA CONFIRMADA: Cantidad de Energía que el Remitente confirma que requiere transportar durante el Día de Gas por un Sistema de Transporte, ante el respectivo Centro Principal de Control (CPC)”.

“CANTIDAD DE ENERGÍA TOMADA: Cantidad de Energía que el Remitente toma en el Punto de Salida de un Sistema de Transporte durante el Día de Gas”.

Como puede observarse, hay dos cambios en la definición de ‘Variación de Salida’:

- i. Se cambia la Cantidad de Energía Confirmada por la Cantidad de Energía Autorizada; y
- ii. Se especifica (o se aclara) que es para cada punto de salida

Stricto sensu, parece haber algo forzado en esta definición puesto que las cantidades de energía Autorizada, Confirmada y Tomada, todas tienen como período de resolución el día, no la hora. Es decir, se autoriza (y se toma y se confirma) transportar una determinada cantidad durante el día, lo cual está perfectamente alineado con la forma como se contrata el servicio de transporte de gas y se establecen las tarifas respectivas, tal como consta en la siguiente definición del RUT:

“CAPACIDAD CONTRATADA: Capacidad de transporte de Gas Natural que el Remitente contrata con el Transportador para el Servicio de Transporte expresada en miles de pies cúbicos estándar por día (KPCD) o en sus unidades equivalentes en el Sistema Internacional de Unidades”.

El proyecto de resolución CREG 034 de 2015 cambia la definición eliminando el valor absoluto y poniendo un límite arbitrario de 5000 KPCD sin ninguna razón técnica similar a la escogencia del valor del 5%.

“VARIACIÓN DE SALIDA: diferencia entre la cantidad de energía total autorizada por el transportador para un punto de salida y la cantidad de energía total tomada por el remitente el mismo punto de salida para cada día, si la capacidad contratada en transporte para el respectivo punto de salida es inferior a 5,000 KPCD. Para aquellos remitentes, conectados directamente al SNT y diferentes de distribuidores-

comercializadores y GNV, con capacidad contratada de transporte igual o superior a 5,000 KPCD esta diferencia será para cada hora. En aquellos sistemas de distribución en donde haya más de una estación de transferencia de custodia de distribución, la variación de salida se define como la diferencia entre la suma de las cantidades de energía autorizadas por el transportador para todas las estaciones y la suma de las cantidades de energía tomadas por los remitentes en todas las estaciones”

Sin embargo, a este punto del documento, se hará caso omiso de esta observación y el análisis se continuará haciendo bajo el supuesto de que es correcta la definición de marras puesto que no es el cambio de la misma el causante de las inquietudes de los generadores eléctricos a gas sino el cambio en la forma como se establecen, se calculan, se tasan y se asignan las compensaciones por Variaciones de Salida, a saber:

Hasta antes de la aparición de la resolución CREG-089/2013 la forma como se trataban las Variaciones de Salida era la establecida en el RUT que había introducido el concepto de Rango de Tolerancia y lo definía así (ver ‘Definiciones’ en resolución CREG-071/1999):

“RANGO DE TOLERANCIA: *Porcentaje de la Capacidad de un gasoducto dentro del cual se admiten Variaciones de Entrada y Salida, sin perjuicio de las compensaciones que establece este Reglamento”.*

Más adelante, en la sección 4.6.6, establecía lo siguiente: *“El objetivo de los Remitentes y Transportadores es evitar Variaciones de Entrada y Salida. Sin embargo, el Transportador aceptará que los Remitentes entreguen o tomen gas dentro de los Volúmenes que comprendan el Rango de Tolerancia por Variación de Entrada y Variación de Salida que se definirán para cada hora del Día de Gas, de la siguiente manera:*

$$\text{Rango de Tolerancia} = [1 - \text{Cap.Programada}/\text{Cap.Gasoducto}] * 100$$

El CPC establecerá Rangos de Tolerancia para cada hora del Día de Gas. Dichos Rangos deberán ser colocados diariamente en el Boletín Electrónico de Operaciones una vez se concluya el Programa de Transporte para el siguiente Día de Gas.

Al finalizar el Día de Gas, el Transportador establecerá las Variaciones de Entrada y Salida en términos de energía y las convertirá a volumen, utilizando los poderes caloríficos de la corriente de gas en los Puntos de Entrada y Salida respectivamente.

Donde (según la sección de Definiciones del RUT):

“CAPACIDAD PROGRAMADA: *Capacidad de transporte de un gasoducto que se ha previsto utilizar horariamente en el Programa de Transporte elaborado por cada CPC para el siguiente Día de Gas con base en el Ciclo de Nominación de Transporte”.*

“CAPACIDAD MÁXIMA DEL GASODUCTO: *Capacidad máxima de transporte diario de un gasoducto definida por el Transportador, calculada con modelos de dinámica de flujo de gas utilizando una presión de entrada de 1200 psia, las presiones para los diferentes puntos de salida del mismo y los parámetros específicos del fluido y del gasoducto”.*

Sobre las compensaciones por variaciones de entrada/salida se estipula lo siguiente en la sección 4.7.1:

“Las Variaciones de Entrada y Salida causadas por los Agentes, serán objeto de compensaciones que se establecerán de acuerdo con matrices de compensaciones por Variaciones de Entrada y Variaciones de Salida (...)

Y, finalmente, en el Párrafo de la misma sección, se lee:

“A partir de los parámetros base propuestos por la Comisión, el Consejo Nacional de Operación deberá elaborar las matrices de compensación de cada gasoducto, pudiendo establecer diferentes parámetros según cada caso particular (...)”

Las citadas ‘matrices de compensación’ relacionan el ‘Rango de Tolerancia %’ (filas) con el ‘% de Variación de Entrada y Salida’ (columnas) y establecen tres variantes:

las que no implican pago de compensación (que sucede cuando la capacidad ociosa del gasoducto en una determinada hora es superior al 60% y la variación de entrada/salida es inferior al 10%), las que implican una compensación proporcional a los AOM y las que también conllevan compensaciones donde además del AOM se incluyen posibles sobre-costos por compresión.

Se hace alusión a todo lo anterior simplemente para resumir el antes y el después (de la resolución 089) en cuanto al tema tratado de las variaciones horarias, así:

- i. Antes, las potenciales compensaciones eran calculadas teniendo en cuenta el grado de 'estrés' o factor de utilización del gasoducto (definido como Rango de Tolerancia) con base en modelos de dinámica de flujos de gas; en la Res-089, desaparece el concepto de Rango de Tolerancia y en consecuencia no se tiene en cuenta el factor de utilización del gasoducto;
- ii. Antes, se establecían las matrices para cada gasoducto; ahora, además de que se eliminan las matrices, no se hace referencia a cada gasoducto sino que se considera todo el sistema como si fuera un único gasoducto y se establece como límite de Variación de Salida un inexplicado 5% independientemente de cualquier otra consideración y sin acudir a 'modelos de dinámica de flujos de gas' para su cálculo;
- iii. Antes, se intentaba ligar el monto de las compensaciones con los costos en los que tenía que incurrir el transportador para resolver una variación de entrada/salida; ahora, los montos de las compensaciones (que se discutirán más adelante) por Variación de Salida no tienen como fundamento los costos que estas potencialmente le ocasionan al transportador sino que más bien apuntan a inhibir a que los agentes incurran en una Variación de Salida (positiva o negativa) dados los altos valores establecidos;
- iv. Antes, las Variaciones de Entrada y Salida se calculaban en términos de volumen; ahora se establecen en términos de energía;

- v. Antes, se establecían compensaciones por ‘Variaciones de Entrada y Salida’; ahora solo importa y se compensa la ‘Variación de Salida’ y no la ‘Variación de Entrada’.

El proyecto de resolución CREG 034 de 2015 propone que paguen compensaciones por sólo las variaciones de salida negativas, es decir cuando la energía tomada es mayor que la autorizada. Si bien, esto constituye una mejora la forma de valoración sigue igual con un parámetro denominado T definido a criterio del transportador, tal como se indica en la siguiente fórmula, indicada en el numeral 5 del Anexo 3 del proyecto de resolución CREG 034 del 2015:

$$V = 0,5 \times [Max(Pp, Puov) \times TRM \times \Delta^S] + [T \times TRM \times \Delta^S] + C_{CNOG}$$

“ Donde:

V: Valor de la compensación que se cause por la variación de salida, expresado en pesos.

Pp: Precio promedio nacional de contratos firmes al que se hace referencia en el numeral iii del literal c) del numeral 1.3 del Anexo 2 de esta Resolución, que esté publicado el día de gas. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

Puov: Precio promedio nacional del gas natural negociado para el día de gas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural, debidamente verificado, al que se hace referencia en el numeral ix del literal d) del numeral 2.3 del Anexo 2 de esta Resolución, debidamente verificado según lo dispuesto en el literal e) del mismo numeral y anexo. Esta variable se expresará en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU.

TRM: Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el día en que ocurre la variación de salida, expresada en pesos por dólar de los Estados Unidos de América.

Δ^S : Cantidad total de energía de la variación de salida, expresada en MBTU.

T: **Cargos por servicios adicionales de transporte establecidos libremente por el transportador según lo señalado en el parágrafo 1 del artículo 20 de la Resolución CREG 126 de 2010, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Esta variable se expresará en su equivalente en dólares de los Estados Unidos de América por MBTU. (resaltado fuera de texto)**

C_{CNOG} : Valor de las compensaciones pagadas por el transportador, de conformidad con lo dispuesto en los numerales **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de este Anexo, a los remitentes a los que les incumpla por cuenta de la variación de salida. Estos remitentes se determinarán de conformidad con lo dispuesto en el parágrafo 3 del Artículo 54 de esta Resolución. Esta variable se expresará en pesos”.

Finalmente, entonces se identifica un aspecto que se considera inadecuado tanto del antes como del después: consiste en que las compensaciones se pagan al transportador quien es el encargado de establecer su ocurrencia con base en sus criterios y en sus mediciones.

3 DILEMAS DE LOS GENERADORES ELÉCTRICOS QUE USAN GAS Y SU EFECTO EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

En esta sección se presentan los aspectos generales de la operación del sistema eléctrico iniciando por la programación de la operación (despacho económico) la cual se realiza el día anterior a la operación en tiempo real (D-1), la información y

decisiones a que se ve enfrentado un generador con los resultados del despacho, el dilema que le surge con las compensaciones por las variaciones de salida y el efecto que podría tener en la seguridad del sistema de potencia.

La ley 143 de 1994 define en su artículo 33: “La operación del sistema interconectado se hará procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad del servicio mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica y conveniente para el país”. Este mandato legal obliga al regulador que la reglas para la coordinación gas electricidad estén encaminadas a que la utilización de los recursos se haga en forma eficiente buscando atender las necesidades de gas y electricidad de los colombianos de una manera económica y segura.

La Reglas de operación están contenidas en la Resolución CREG 025 de 1995 y las que la han modificado o adicionado, reglas que están encaminadas a procurar por una operación confiable, económica, con calidad y seguridad. Reconociendo las características de la operación de un sistema eléctrico donde la energía que se produce tiene que consumirse inmediatamente, porque no existe la manera de almacenarla en forma de energía eléctrica, por tanto en forma permanente la oferta tiene que ser igual a la demanda más las pérdidas.

Además los tiempos de respuesta dinámica de un Sistema de Potencia Eléctrica son de milisegundos o a lo más de segundos, lo cual conlleva a disponer de una gran flexibilidad y rapidez de los cambios de generación dado que la demanda no es controlable ni los flujos por los sistemas de transmisión y distribución.

En el sistema eléctrico para garantizar el equilibrio en tiempo real de la oferta y la demanda y que la calidad de la frecuencia se mantenga, existen dos servicios auxiliares: el servicio de regulación primaria que es obligatorio y sin remuneración e igual al 3% de la generación de cada máquina y opera en un margen de tiempo entre 2 y 30 segundos, el cual actúa de forma local y automática sobre la velocidad de la turbina y es controlado por el regulador de velocidad y el servicio de regulación secundaria de frecuencia, conocido comúnmente como AGC que es voluntario y

remunerado de acuerdo a un mercado competitivo para prestar dicho servicio, en el cual participan principalmente los generadores hidráulicos, pudiéndose habilitar plantas que funcionen con gas como ha sucedido con TEBSA cuando la Costa ha quedado aislada del interior,, opera en un margen de tiempo: entre 30s y 10min y actúa en el ámbito del área de control, controlando a la frecuencia y al intercambio de potencia con los países vecinos como Ecuador. La rapidez de este control está limitada por la velocidad de toma de carga de c/u de las máquinas.

Esto es una gran diferencia con el sistema de transporte de gas donde los tiempos de respuesta dinámica son de horas y además es posible almacenar gas en los tubos logrando así mucho más flexibilidad en su operación, teniendo entonces requerimientos mucho menos exigentes en cuanto al balance en períodos cortos de la entrada y la salida de gas, donde sería muy conveniente establecer un servicio de flexibilidad obligatorio sin remuneración adicional a los cargos de transporte y un servicio auxiliar complementario que si sea remunerado para mantener las presiones dentro de los límites ante variaciones de salida y/o de entrada que comprometan la seguridad del sistema y cuya remuneración refleje los costos del servicio.

Las principales reglas de la operación del Sistema Eléctrico adicionales a la regulación de frecuencia, que se explicó en los párrafos anteriores, son las del despacho diario de generación que se hace con un día de anticipación en períodos horarios, el redespacho que se hace durante el día del despacho eléctrico con hora y media de anticipación y un aviso a los generadores con media hora de antelación y las autorizaciones que se hacen para lograr mantener el equilibrio de la oferta y demanda y poder mantener la reserva secundaria de frecuencia que se haya utilizado mediante el servicio auxiliar de control automático de generación (AGC) autorizaciones que se hacen con menos de hora y media de anticipación y que no son posible efectuar mediante redespachos.

En un sistema eléctrico las plantas más flexibles y de mayor velocidad de respuesta son las hidroeléctricas, siguiendo las turbogases, los ciclos combinados y finalmente

las de vapor. Lo anterior lleva a la conclusión que si las plantas con combustible principal gas no son flexibles en períodos cortos, la seguridad del sistema recaería en solamente las plantas hidroeléctricas llevándolo a condiciones críticas cuando haya escasez de agua además de sobre costos importantes.

3.1 Dilema de un Generador que utiliza Gas como combustible Principal

Cuando un generador oferta un precio para las 24 horas y una disponibilidad máxima para cada una de las 24 horas se enfrenta a dos posibilidades: salir despachado o no salir despachado. Si sale despachado puede salir despachado con su disponibilidad total o de forma parcial si es marginal o existen limitaciones en la red que impidan su generación al 100%.

Si es un generador térmico cuyo combustible principal es gas para el cálculo de la nominación se verá enfrentado a las siguientes incertidumbres, incertidumbres que necesariamente se verán reflejadas en las variaciones de salida y que no están bajo el control del generador:

- Temperatura ambiente
- Calidad del gas
- Cumplimiento de las características técnicas de sus unidades de generación, reportadas al CND.
- Transferencias de combustibles, en línea, en unidades de generación con tal funcionalidad.
- Variaciones en el consumo de combustible al pasar de una generación a otra en dos períodos horarios o más, consecutivos
- Pruebas autorizadas a desviación
- Si es marginal, variaciones hacia arriba y hacia abajo
- Errores en la medición
- Ventas de excedentes contractuales en el mercado secundario

- Cambios de configuración respecto de la indicada en la oferta del día, contemplado esto en la regulación, autorizados por el CND.

Adicional a las anteriores se presentan las incertidumbres del día de operación, que pueden resultar en redespachos, autorizaciones, variaciones en la generación de la planta, salidas forzadas por causas externas, etc. Entre las principales incertidumbres están:

- Variaciones de la demanda real con respecto al pronóstico. A nivel horario puede oscilar entre 3 y 5 %
- Fallas en elementos del sistema de transmisión y distribución eléctrica
- Fallas en unidades de generación propias o de otros agentes
- Acción de medidas/esquemas suplementarios en el STN, STR para preservar la seguridad del sistema eléctrico ante contingencias de generación y transmisión. Cabe anotar que en el área Caribe, subárea Atlántico situaciones incluso en los SDL imponen techamientos en las unidades de generación y/o disparos remotos de estas que afectan la generación y cuyas consecuentes variaciones en el consumo de gas natural no pueden ser estimadas
- Entrada en operación de elementos importantes del sistema de transmisión como por ejemplo las líneas a 500 kV que ocasionan una reducción importante en la generación de la Costa atlántica.

Ante las incertidumbres del día D-1 y el día de operación surge un dilema para el generador eléctrico: si desviarse en la producción de energía eléctrica y minimizar las variaciones de salida o lo contrario. O peor aún el uso de combustibles líquidos, que iría en contravía del mandato de la Ley 143 de usar los recursos de una forma económica y conveniente para el país, por tanto lo que va a conducir las compensaciones por variaciones de salida horaria es incentivar el uso de combustibles líquidos en lugar de gas, con su alto impacto en precios y en contaminación ambiental. Esto como resultado del arbitraje que la regulación está colocando mediante las variaciones de salida horaria, lo cual claramente no

conduce a la óptima coordinación del sector gas con el de electricidad con los correspondientes incrementos en precios para el consumidor y la disminución en los niveles de seguridad.

Finalmente, es importante recalcar la inconveniencia para la seguridad y la economía del sistema eléctrico que las autorizaciones y redespachos del CND, para las plantas que utilizan gas como combustible, se supediten a la aprobación de los productores- comercializadores y del transportador del gas. Esta inconveniencia es debido a los tiempos de minutos que se necesitan en el sector eléctrico para garantizar la seguridad, tiempos de horas para cumplir procesos burocráticos, donde los decisores en algunas ocasiones pudieran verse incurso en conflictos de interés aumentados por las compensaciones por las variaciones de salida, conducen a que sea inviable la aplicación de este procedimiento, agravándose en el caso de que el generador tenga una canasta de contratos con diferentes productores-comercializadores. El hecho que deba mediar una justificación técnica para negar la renominación no soluciona el problema, además sí se tiene en cuenta que los productores-comercializadores y el transportador pueden disponer hasta de seis horas para su aprobación, tiempo que es demasiado largo para responder a las necesidades del sistema eléctrico, por tanto se hace necesario revisar este tiempo, el cual debe ser función de las condiciones operativas en tiempo real del sistema de gas y de la ubicación del generador. Una solución de corto plazo es la aplicación del RUT por parte del transportador del numeral 4.6.6 “Rangos de Tolerancia”¹. La solución definitiva a esta condición sería la existencia de un gestor técnico del gas que asegure la transparencia y la neutralidad técnica sujeto a reglas y criterios claros de operación técnica, económica, eficiente y segura que promueva el

¹ El objetivo de los Remitentes y Transportadores es evitar Variaciones de Entrada y Salida. Sin embargo, el Transportador aceptará que los Remitentes entreguen o tomen gas dentro de los Volúmenes que comprendan el Rango de Tolerancia por Variación de Entrada y Variación de Salida que se definirán para cada hora del Día de Gas, de la siguiente manera:

$$\text{Rango de Tolerancia} = \left[1 - \frac{\text{Cap. Programada}}{\text{Cap. Gasoducto}} \right] * 100$$

El CPC establecerá Rangos de Tolerancia para cada hora del Día de Gas. Dichos Rangos deberán ser colocados diariamente en el Boletín Electrónico de Operaciones una vez se concluya el Programa de Transporte para el siguiente Día de Gas.

desarrollo de un mercado secundario líquido, eficiente, con información simétrica para todos los participantes y con riesgos de crédito nulos que finalmente lleve a precios más competitivos que maximicen los excedentes del consumidor tanto de gas como de electricidad.

4 PRINCIPALES INTERROGANTES QUE SURGEN DE LA REGULACIÓN

En los Considerandos de la Resolución CREG-089 (pag.4) se dice lo siguiente:

“Las plantas de generación de energía a base de gas están sujetas a la posibilidad de redespachos en el sector eléctrico, lo cual implica renominaciones, tanto de suministro como de transporte de gas natural durante el día de gas”.

En el RUT se prevé que las variaciones de salida, causadas por los participantes del mercado, serán objeto de compensaciones.

La necesidad de una mayor liquidez en el mercado secundario ha sido evidenciada por la CREG a partir de sendos estudios sobre el mercado colombiano de gas natural, necesidad que ha sido corroborada por comentarios recibidos de manera informal que indican que las ventas en el mercado primario de cantidades de gas por parte del productor-comercializador y de capacidad de transporte por parte del transportador, bajo la modalidad interrumpible, está afectando la liquidez del mercado secundario”.

A pesar del reconocimiento explícito sobre los redespachos eléctricos, el articulado de dicha resolución no hizo ningún tipo de consideración especial sobre este aspecto. Sin embargo, la resolución CREG No.122 de 2014, sí lo hizo: el Parágrafo 7 exceptúa al generador térmico cuando se presente una variación de salida de gas superior al $\pm 5\%$ producto de un redespacho eléctrico para cumplir con un requerimiento del CND; no queda claro si tal excepción cubre todo el horizonte de tiempo implicado en el tal redespacho o solo a las horas en que éste tendrá lugar (y de ser esto último, el generador podría estar incumpliendo durante muchas más horas). Según lo encontrado por el Equipo Consultor en las entrevistas con los

generadores térmicos estos expresaron su preocupación no solo por lo anteriormente señalado sino además por potenciales impactos en la reputación de sus compañías ante la ocurrencia de tales eventos.

Adicional al evento de los redespachos y las autorizaciones, los generadores térmicos expusieron las razones técnicas de la operación habitual de sus plantas por las cuales se pueden presentar variaciones inesperadas en las demandas horarias de gas y las clasificaron en dos tipos: las internas o que son originadas por parte del generador térmico; y las externas o que son ocasionadas por algún agente o hecho externo al generador.

Las primeras se refieren a vicisitudes técnicas propias de la operación y no a potenciales oportunidades comerciales de arbitrar en alguno de los dos mercados (el eléctrico o el de gas natural) y se señalaron las siguientes:

- Salidas forzadas de las unidades de generación
- Pruebas técnicas programadas por el generador térmico (no las solicitadas por el CND) que, aunque programadas, no pueden ser estimadas con absoluta precisión por tratarse justamente de pruebas. Cabe resaltar que con base en la resolución CREG 121 de 1998 y el acuerdo CNO 526 se determinan pruebas específicas, autorizadas a desviación, sin que tal autorización obedezca a situaciones externas del SIN, STN, STR y mediante las cuales el agente generador podrá determinar el comportamiento técnico de diferentes parámetros de sus unidades de generación así como la funcionalidad de subsistemas de estas.
- Rampas de subida (para alcanzar la carga plena o valores intermedios) o de bajada (para reducir la carga o salir de servicio) pues similar a la circunstancia anterior, si bien se puede nominar una demanda de gas en forma horaria el comportamiento de la planta puede tener variaciones superiores a $\pm 5\%$.

Respecto de las rampas de subida y bajada de carga para cumplir despachos en carga parcial, lo que es típico de una térmica cuando es marginal, están definidos y reportados con base en el acuerdo CNO 531 bloques o escalones

máximos de subida/bajada de acuerdo con rangos de carga. Por esto dado que el cumplimiento del despacho se basa en la energía entregada en un período en cuestión para un despacho de un período intermedio (p) siempre igual habrán, dependiendo del despacho previo y posterior, consumos diferentes ya que las unidades pueden ir en rampa desde carga de menor heat rate a superior o viceversa. Estas desviaciones en el consumo de gas son muy variables y dependientes de la tecnología de generación térmica ya sean positivas o negativas.

- Consumo de gas en días con cero generación para cumplir despacho de período uno (1) del día siguiente. En tales situaciones de despacho las unidades de generación deben arrancarse con determinada anticipación previo al inicio del cumplimiento de sus rampas de arranque (generación programada). Aunque este gas puede estimarse sus cantidades son pequeñas por lo tanto es muy probable una desviación.

Dentro de las segundas, las causas externas a los generadores térmicos, además de los ya señalados redespachos y autorizaciones, se señala la siguiente:

- Poder calorífico 'incierto' pues el despacho de las plantas se planea con base en una estimación del poder calorífico (medido en MBTU por cada mil pies cúbicos), sin embargo, durante el día de la operación real tal valor puede presentar cambios (no imputables a los generadores) que puede hacer que se presenten variaciones de salida en las demandas de gas superiores a $\pm 5\%$. Nótese que el generador térmico (remitente) está en capacidad de indicar con altísima precisión el valor del poder calorífico del gas nominado a la entrada del sistema, pero este valor se ve alterado en el trayecto desde la entrada al sistema hasta la salida a la planta generadora pues es natural a la operación de un gasoducto recibir y mezclar gases de distintas fuentes o campos.
- El recurso del cual dispone el agente generador de poder manejar su carga en el rango de $\pm 5\%$ de cada despacho horario lo cual puede reflejar variaciones de

salida en el consumo de gas altas dependiendo también de la tecnología de generación.

El análisis de las causas que podrían hacer que los generadores eléctricos incumplieran con la regulación, es decir, que presentaran variaciones de salida superiores al $\pm 5\%$ suscita el siguiente interrogante: ¿Se convertirán los generadores eléctricos en habituales transgresores de esta regulación dada la naturaleza de las causas que los llevan a operar de tal forma, es decir, por causas no imputables a su proceder malintencionado? Y así, el otro interrogante obvio que surge es: ¿Será esta la única y mejor manera de abordar el problema de las desviaciones? Estos interrogantes conducen a la necesidad de ahondar un poco más en las características técnicas y comerciales de un sistema de gas, en general, y en particular, a revisar con mayor detalle el concepto de empaquetamiento (*line pack* en inglés).

5 ANÁLISIS DE ASPECTOS TÉCNICOS DE LA PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS

En cuanto a la producción se examina la posibilidad que tienen los campos de gas de alterar su producción durante ciertos períodos (también conocido como el ‘swing’ del campo). Para esto hay que tener en cuenta el tipo de yacimiento productor el cual puede ser de tres tipos: gas libre o no asociado, gas asociado (a la presencia de petróleo crudo) y yacimientos de ‘condensados’. Los primeros presentan en general, un alto swing, y los ejemplos en Colombia serían el complejo Chuchupa/Ballena en la Costa Atlántica y operado por Chevron, el campo La Creciente en Sucre operado por Pacific Rubiales y el campo Nelson, también en la Costa Atlántica y operado por Canacol Energy. Los yacimientos de gas asociado se desarrollan normalmente orientados a maximizar la producción de crudo y el gas se utiliza primordialmente para sostener las presiones del yacimiento y aumentar el recobro de líquidos, así al ir alcanzando su madurez, cuando la relación gas-aceite aumenta (o GOR, Gas-Oil-Ratio) el campo empieza a aumentar su swing (el complejo Cusiana/Cupiagua es un ejemplo de este tipo). Finalmente, están los

‘condensados’ que tienen como característica que producen simultáneamente líquidos y gas, y por tanto son bastante inflexibles en su producción de gas pues si se requiriera que ésta disminuyera por atender solicitudes del sistema de gas, se disminuiría la producción de líquidos y le generaría al productor pérdidas financieras (el campo Floreña en Casanare es un ejemplo de esta categoría). En resumen, hay que tener presente el conjunto de campos que conforman el sistema de ‘alimentación’ de un sistema de gas y sobre todo las características de tales campos para atender fluctuaciones en cualquier dirección. Por esto último, es pertinente un comentario final alusivo a la planta de regasificación (terminal habilitada para importar gas natural licuado, LNG, e inyectarlo al sistema), que operará en Cartagena dentro de poco: esta planta es equivalente a tener un campo productor en Cartagena: un campo con un swing muy alto, y una vez instalada, el sistema nacional de gas presentará características diferentes al actual.

En cuanto al transporte de gas, se quiere destacar dos diferencias entre el gas y la electricidad bastante conocidas, pero en las cuales es necesario insistir cuando se comparan sus respectivos sistemas: el gas natural no viaja a la velocidad de la luz (sino a velocidades menores a los 50 km/h) y es almacenable en el sistema de transporte debido a que es compresible. Estas dos características unidas hacen que sea posible atender la demanda de gas en tiempo real pues si bien una molécula de gas se demoraría aproximadamente 16 horas para viajar de Cusiana a Cali si el tubo estuviera vacío, este no es efectivamente el caso pues el tubo está lleno y más aún comprimido para atender fluctuaciones en la demanda. Y este es justamente el concepto del empaquetamiento “que surge de la capacidad de las redes de gas de almacenar gas natural dentro de sus gasoductos como consecuencia de las propiedades físicas de la red transporte donde el volumen del flujo transportado puede variar de acuerdo con los diferenciales de presión: el transportador puede decidir cuánto gas transportar y cuánto gas almacenar (en el gasoducto) teniendo en cuenta ciertos límites técnicos. Estos límites técnicos determinan la flexibilidad del empaquetamiento” (Joskow, 2005).

Sin embargo, según la misma fuente, deben diferenciarse dos conceptos:

- “Empaquetamiento”: volumen de gas presente en una sección del gasoducto
- “Flexibilidad del Empaquetamiento”: la cantidad de gas que puede manejarse flexiblemente controlando los niveles de presión entre una mínima y una máxima

Haciendo un símil con las variables del sector eléctrico, se podría hablar de la primera como un equivalente de “energía” y la segunda como equivalente a la “potencia”.

La definición adoptada por la CREG en la resolución N.126 de 2010, dice:

“Gas de Empaquetamiento: Es el volumen promedio de gas natural contenido en un sistema de transporte de gas, estimado con base en modelos de dinámica de fluidos a condiciones físicas promedio de operación, que permite el movimiento del fluido transportado por diferencia de presiones. Este gas no debe incluir Gas de Parqueo”. (Subrayado fuera de texto).

En el Documento D-100 de la CREG de 2010, ésta hace la siguiente aclaración: “El gas de empaquetamiento es precisamente la herramienta que utiliza el transportador para mantener la estabilidad del sistema cuando se presentan variaciones de entrada o salida y desbalances. Por esta razón el gas de empaquetamiento cambia día a día de acuerdo con las condiciones operacionales del sistema”. (Subrayado fuera de texto).

Como puede verse, la definición CREG de ‘Gas de Empaquetamiento’ se asimila al primer concepto señalado arriba: “Empaquetamiento”, es decir, ‘Energía’ y no a ‘Potencia’ que es precisamente lo que se requiere para atender las variaciones de salida.

La existencia simultánea de las dos propiedades es explicada así en términos económicos: “La función de producción de almacenamiento de un gasoducto y transporte de un gasoducto puede clasificarse bajo la teoría microeconómica clásica como un monopolio multi-producto donde la demanda de cada producto es

independiente (pues ambos tienen sustitutos diferentes), pero sus costos son dependientes”. (Tirole, 1988)

De esta forma es interesante notar que la CREG sí hacía esta diferencia cuando se refería al Gas de Parqueo (Res.126/2010):

“Gas de Parqueo: Es el volumen de gas natural que un remitente entrega al transportador para almacenarlo en el sistema de transporte durante un periodo acordado entre las partes”. - **Energía**

“Parqueo: Es el servicio que permite a un remitente almacenar Gas de Parqueo en un tramo o grupo de gasoductos del SNT por un período determinado”. - **Potencia**

Igualmente, en el Documento D100 citado antes, aclara la CREG: “Diferencia entre Parqueo y Empaquetamiento: La principal diferencia es la propiedad del gas. El Gas de Parqueo es de propiedad del remitente que utiliza el servicio de Parqueo, mientras que el gas de empaquetamiento es del transportador”.

En su momento (2010) la preocupación expresada por los agentes era cómo diferenciar la capacidad del gasoducto entre Parqueo y ‘empaquetamiento’, pero por ahora se deja de lado esa discusión.

En conclusión, en los mercados de gas que se liberalizan, el tema de la Flexibilidad del Empaquetamiento es un tema que se debe abordar, pero de forma sofisticada:

- Se deben hacer los cálculos para los tramos de los gasoductos (dinámica de fluidos) no para la red en general
- Debe haber transparencia en estas metodologías pues fijar un 5% general para toda la red no parece provenir de cálculos técnicos rigurosos.
- En todo caso hay alternativas, unas que pueden provenir de la regulación y otras del mercado, pero hay que delimitarlas transparentemente

6 EVALUACIÓN DE LAS CARGOS DE TRANSPORTE DE GAS Y DE LA RAZONABILIDAD DE LAS COMPENSACIONES PLANTEADAS POR LA CREG

Según la resolución CREG 089, cuando la Cantidad de energía tomada es menor que la Cantidad de energía autorizada el valor (V) de la compensación se calculará así (Anexo 3, num.5 de la misma resolución):

$$V = [T \times TRM \times G] + C_{CNOG}$$

T: Cargos por servicios adicionales de transporte establecidos libremente por el transportador según lo señalado en el párrafo 1 del artículo 20 de la Resolución CREG 126 de 2010, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Esta variable se expresará en su equivalente en dólares de los EEUU de América por MBTU.

- TRM: Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el día en que ocurre la variación de salida, expresada en pesos por dólar de los EEUU de América.

- G: Cantidad total de energía de la variación de salida, expresada en MBTU.

- C_{CNOG}: Valor de las compensaciones pagadas por el transportador, de conformidad con lo dispuesto en los numerales 3 y 4 de este Anexo, a los remitentes a los que les incumpla por cuenta de la variación de salida. Estos remitentes se determinarán de conformidad con lo dispuesto en el párrafo 3 del Artículo 54 de esta Resolución. Esta variable se expresará en pesos.

Parágrafo.1 del Art.20, Res CREG-126/2010:

Si un remitente prevé o presenta una Demanda Máxima de Capacidad en un día de gas superior a su capacidad contratada con el transportador o con otro remitente, podrá contratar este excedente en el mercado secundario o a través del transportador, en cuyo caso el transportador podrá establecer libremente los cargos por el servicio adicional de transporte. En todo caso, el transportador deberá publicar mensualmente en el BEO los cargos correspondientes a servicios de transporte que

excedan la capacidad contratada por un remitente. Dicha publicación deberá especificar cargos aplicables a las laborales y los aplicables a las no laborales para el mes siguiente a la fecha de su publicación.

El transportador no podrá aplicar precios establecidos libremente que no haya publicado previamente en su BEO. Los precios publicados en el BEO del transportador tendrán una vigencia mínima de un mes contado a partir de la fecha de su publicación.

Los mecanismos para contratar el excedente de capacidad de transporte podrán ser modificados o complementados con mercados de corto plazo que diseñe la Comisión.

De la misma manera, cuando la Cantidad de energía tomada es mayor que la Cantidad de energía autorizada, el valor (V) de la compensación se calculará así (Anexo 3, num.6):

$$V = 0,5 \times [Max(P_p, P_{ouv}) \times TRM \times G] + [T \times TRM \times G] + CCNOG$$

P_p: Precio promedio nacional de contratos firmes al que se hace referencia en el numeral iii del literal c) del numeral 1.3 del Anexo 2 de esta Resolución, que esté publicado el día de gas. Esta variable se expresará en dólares por MBTU.

P_{ouv}: Precio promedio nacional del gas natural negociado para el día de gas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural, debidamente verificado, al que se hace referencia en el numeral ix del literal d) del numeral 2.3 del Anexo 2 de esta Resolución, debidamente verificado según lo dispuesto en el literal e) del mismo numeral y anexo. Esta variable se expresará en dólares por MBTU.

Como puede verse del cálculo de las dos compensaciones (hacia arriba o hacia abajo) ninguno de los dos está atado al costo que atender las mismas le generaría al transportador; más bien, están atadas a precios de oportunidad del transporte de corto plazo en la primera y a éste más el precio del gas en la segunda. Es claro que el objetivo de las compensaciones es inhibir el uso de las variaciones de salida pues

se asume que se realizan con el fin de arbitrar en uno de los mercados (eléctrico o de gas), es decir, no se asumen nunca como la necesidad técnica que surge de un remitente y el problema se torna más complicado cuando dicha necesidad no la origina el remitente de mala fe sino como una necesidad del sector eléctrico o una de las causas fuera de su control, en general.

Sobre el cálculo propiamente dicho surgen dos observaciones: la primera tiene que ver con la racionalidad de “T” en la fórmula pues son “cargos de transporte (...) establecidos libremente por el transportador (...)” cuyo único requisito de aplicación es que estén previamente publicados.

La segunda tiene que ver con las unidades en que se calculan pues se establecen en “energía” cuando el transportador presta el servicio de transportar volúmenes. Esta circunstancia se consideraba de manera acertada en el RUT donde se medía el volumen y se convertía en energía según el poder calorífico. El problema proviene de la definición misma de Variaciones de Salida pues se determinan en energía cuando se considera que deberían ser, medidas al menos, en volumen.

Otras consideraciones sobre el “empaquetamiento” que habría que clarificar es que éste se reconoce vía AOMs en la tarifa de transporte que los remitentes contratan sin hacer diferencia entre Empaquetamiento y su Flexibilidad. Esto debería aclararse en la definición de lo que comprende exactamente el servicio de transporte de gas.

Por último, los distribuidores están eximidos de pagar compensaciones por Variaciones de Salida y la pregunta es porqué: si ambos, los usuarios regulados (distribuidores) y los no regulados (generadores térmicos, entre otros), pagan la misma tarifa de transporte. Esto parece no ser equitativo pues ambos estarían pagando lo mismo por un servicio que para unos es mejor que el de los otros.

7 VENTAJA DE REGLAMENTAR UN SERVICIO DE FLEXIBILIDAD EN EL TRANSPORTE DE GAS SIMILAR A LOS SERVICIOS DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO

La flexibilidad en el transporte del gas constituye el mecanismo más importante para balancear las entradas con las salidas más las pérdidas durante el día de gas, controlando los niveles de presión dentro de unos límites definidos con criterios objetivos, con el fin de lograr una operación eficiente y segura. Por tanto es de gran importancia que la regulación incentive el óptimo manejo y uso, tanto desde el punto de vista técnico como económico, de la flexibilidad de los gasoductos, definiendo un mecanismo de mercado que asigne un precio que de la señal correcta para el mejor uso del servicio de empaquetamiento coherente con los cargos por el servicio de transporte².

Para lograr el adecuado uso de la flexibilidad del servicio de transporte, el sistema que mejor se comportaría, en un esquema de mercado como el colombiano, sería la creación del servicio auxiliar de flexibilidad con el cual se lograría optimizar el uso de la infraestructura de transporte en lugar de la implementación de mecanismos punitivos como son las compensaciones establecidas en la resolución CREG 089 de 2013. El establecimiento de un mercado para este servicio auxiliar reflejaría de forma correcta la diferencia de valor económico³, que tiene el uso de la flexibilidad para cada uno de los participantes en el mercado de gas, valor económico que se podría develar en forma correcta mediante un mercado transparente y competitivo. Se podría crear un servicio auxiliar de flexibilidad similar al que existe en el mercado eléctrico para regular la frecuencia, cuyo objetivo es lograr en tiempo real el balance entre oferta y demanda. Este servicio en el caso del mercado eléctrico tiene dos componentes una de obligatoria prestación sin remuneración adicional (regulación

² “Gas market distorting effects of imbalanced gas balancing rules: Inefficient regulation of pipeline flexibility” Nico Keyaerts, Michelle Hallackb, Jean-Michel Glachantb,c, WilliamD’haeseleer(corresponding author), Energy Policy, Volume 39, Issue 2, February 2011, Pages 865–876

³ “Gas market distorting effects of imbalanced gas balancing rules: Inefficient regulation of pipeline flexibility” Nico Keyaerts, et al

primaria de frecuencia) y otra con un precio y una asignación resultado de un mercado (AGC).

Para el caso del servicio auxiliar de la flexibilidad del transporte de gas se podría establecer una prestación del servicio también con dos componentes: una que estaría cubierta por los cargos de transporte donde se reconocen todos los costos de inversión de la infraestructura de transporte y los costos de AOM, debidos al empaquetamiento, información suministrada por los transportadores, y sería aquella flexibilidad que no compromete la seguridad del transporte con un margen que defina el regulador, margen que podría ser definido con valores límites de la presiones y calculados por nodo o valores de presión generales para todo el sistema de transporte de gas, dejando la posibilidad que exista un margen adicional que sea negociado en un esquema de mercado: El margen fijo de flexibilidad debería ser definido por el regulador y el adicional sería calculado por el transportador en línea para cada uno de los períodos de renominaciones, que deben ser fijos y obligatorios durante el día de gas, usando análisis dinámicos de flujo. La definición de su precio y asignación podría reglamentarse mediante un esquema de mercado ex ante de contratos complementado con mercado en tiempo real el cual debe ser ofrecido por el transportador mediante reglas claras, que aseguren la competencia, concurrencia y transparencia, con un esquemas de garantías líquidas y fácilmente realizables y una plataforma de negociación electrónica que funcione en tiempo real.

8 REFERENCIAMIENTO CON LA COORDINACIÓN GAS ELECTRICIDAD QUE SE REALIZA EN AUSTRALIA

Con el fin de analizar a nivel internacional como se realiza la coordinación gas electricidad se analizaron varios sistemas como es el caso de La Unión Europea, España, Reino Unido y Australia y de estos se consideró que el sistema de Australia es el más ilustrativo donde existe un gestor técnico independiente para los dos sectores (AEMO) lo cual hace que al tener la responsabilidad de la seguridad de los dos sectores la experiencia haya conducido a reglas que optimizan la coordinación de los dos sectores minimizando las restricciones que se trasladan de un sector a

otro. A continuación se describen los principales aspectos de las reglas de la programación y operación de los sectores de gas y electricidad.

8.1 Sector Gas

1. OPERADOR AEMO (Electricidad y Gas)
2. Día de Gas 24 horas empezando desde las 6 a.m
3. Programación Día -1. Se hacen tres programaciones a las 8 am, 4pm y 12pm con ofertas y pronósticos de los consumos que pueden ser actualizados hasta una hora antes i.e :7am, 3 pm y 11pm
4. Horarios de reprogramación: 10 am, 2 pm, 6 pm, y 10 pm.
5. Los participantes del Mercado pueden actualizar su ofertas y pronósticos de consumo hasta con una hora de anticipación de las horas de reprogramación i.e 9am, 1 pm y 9 pm
6. AEMO puede hacer reprogramaciones en otros horarios por razones de seguridad
7. Los precios del Mercado se calculan sin considerar restricciones en el transporte
8. Desbalances: Es la diferencia entre el valor asignado en el día D-1 y el reasignado en cada período de reprogramación.
9. Los pagos son positivos a los participantes del Mercado para las variaciones positivas de entrada y para las negativas de salida valoradas al precio del Mercado del período respectivo
10. Los pagos son negativos a los participantes del Mercado para las variaciones negativas de entrada y para las positivas de salida al precio del Mercado del período respectivo
11. Desviaciones. La diferencia entre el valor real y el asignado en cada período de reprogramación (4 horas) se valora con el precio del siguiente intervalo de redespacho. Tienen los mismos signos que los desbalances

12. La liquidación de los balances y desviaciones están a cargo de AEMO, teniendo la medición las siguientes características

Requerimientos Generales

Sistemas de medida en todas las instalaciones de los remitentes o en los puntos de distribución

El sistema de medida debe cumplir con el Código de Red

El sistema de medida se debe registrar ante el operador del mercado (AEMO) encargado de las liquidaciones incluyendo las variaciones y penalizaciones

Los responsables de suministrar los medidores son los transportadores o los distribuidores

Responsabilidades de quienes suministran el Sistema de Medida

Instalar y mantener el sistema de medida

Asegurar que se cumplan los requisitos de exactitud del código

Asegurar su correcta calibración

Garantizar la comunicación permanente con el operador del mercado para que él pueda interrogar el medidor

Crear, administrar y mantener la base de datos del sistema de medición y permitirle al operador del mercado su acceso

Conversión de Volumen a Energía

Instalación de cromatógrafos para medir la composición del gas y los valores de calentamiento del gas

Presiones y Temperatura

Algoritmos para calcular los tiempos de viaje desde los punto de inyección donde debe haber cromatógrafos hasta los puntos de salida para calcular en base horaria los "Heating values of gas" en los puntos de salida

13. Los causales para declarar condiciones anormales son:

Salidas forzadas de componentes del transporte o de producción

Exceso de demanda sobre la capacidad de transporte

Exceso de demanda sobre la capacidad de producción

Escapes de gas o daños en el gasoducto

Inyecciones de gas por fuera de las especificaciones de calidad

En la Figura 1 se muestra como AEMO con la revisiones de las programaciones el día D-1, las 4 reprogramaciones durante el día de gas logra optimizar las entradas y salidas, donde busca que las entradas sean poco volátiles y optimiza la flexibilidad que le da el empaquetamiento para ajustarse a las salidas que por naturaleza son volátiles y la responsabilidad de AEMO es procurar una operación segura. Los desbalances y las desviaciones se contabilizan en períodos de 4 horas compatibles con las reprogramaciones y se valoran a precios de mercado y no como compensaciones para reconocer perjuicios hipotéticos por las variaciones de salida. Es importante notar que AEMO no tiene un beneficio económico por las variaciones de salida por tanto está exento de conflicto de interés.

FIGURE 2.3 - INJECTIONS, WITHDRAWALS AND SYSTEM LINEPACK

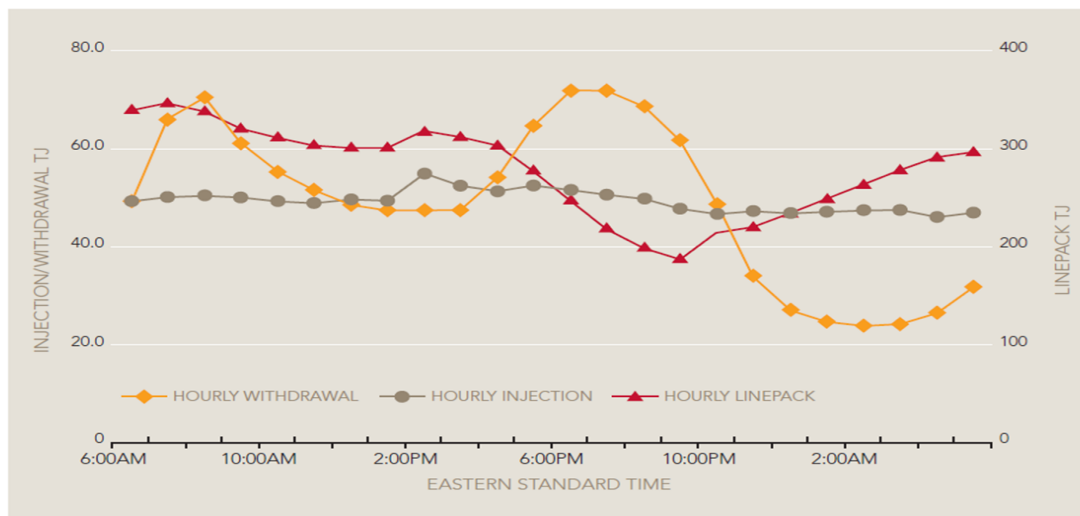


Figura 1. Injections, withdrawals and system linepack – AEMO

8.2 Sistema Eléctrico

8.2.1 Predespacho D-1

1. Pronósticos de demanda diaria con período de resolución de 5 minutos
2. Lo realiza AEMO y lo aprueba AEMC
3. Horizonte 24 horas, períodos de 30 minutos desde 4 a.m.
4. Ofertas de generación y demanda hasta las 12.30 P.M. Un valor para cada media hora y puede tener hasta 10 escalones
5. Las ofertas de generación pueden incluir una parte fija flexible (auto despacho) y una variable que puede ser hacia arriba o hacia abajo
6. Declaración de rampas hacia arriba como hacia abajo de generación y carga
7. Cargas flexibles como mínimo 3 MW/min
8. Generadores el mínimo entre 3 MW/min y el 3% de la disponibilidad declarada
9. Las plantas con tasas bajas de subida y bajada pueden optar por la opción de autodespacho

8.2.2 Despacho en línea día D

1. Período de resolución 5 min
2. Se actualiza permanentemente

9 VENTAJAS DE CONTAR CON UN GESTOR TÉCNICO DEL SISTEMA DE GAS, INDEPENDIENTE DE LOS DEMÁS ACTORES

En Colombia, el sector eléctrico ha sufrido bastantes evoluciones que han dado como fruto un sector bastante robusto e institucionalmente sólido. Una importante enseñanza ha sido la de eliminar los potenciales conflictos de interés entre sus agentes, es decir, que algún actor de la cadena de valor Oferta-Transporte-Demanda sea al mismo tiempo el encargado de decidir sobre asuntos del día a día de la operación con la posibilidad de afectar financieramente a una de las partes como producto de sus decisiones, eventualmente interesadas. Así, la operación del

día a día, caracterizada por tener dos componentes, el técnico y el comercial, fue escindida y asignada a XM que desempeña las dos funciones como puede verse en la Figura 2.

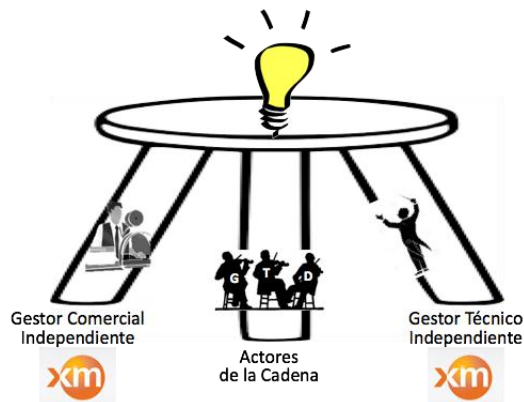


Figura 2. Sector Eléctrico Colombiano

Esta lección que ya el país aprendió, debería ser asimilada por el sector gas: el primer paso en la dirección correcta fue la creación del Gestor del Mercado, pero este gestor se podría mejor llamar el Gestor Comercial pues no está dentro de sus funciones asumir ningún rol operativo. Debería crearse ahora el Gestor Técnico del sistema, separado de los transportadores, para que hubiera más transparencia en todos los aspectos técnicos, más idoneidad y finalmente más independencia en la operación del sistema (ver Figura 3).

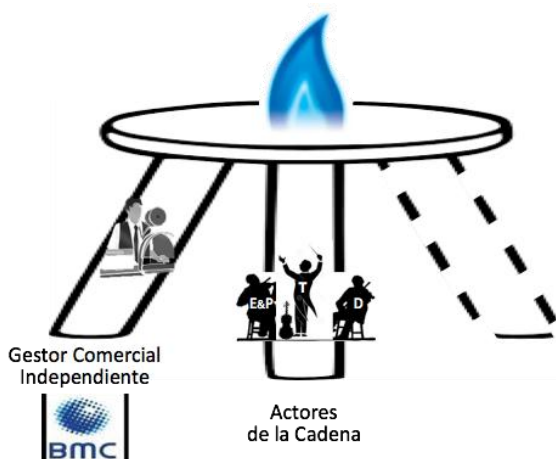


Figura 3. Sector Gas Natural en Colombia

10 REDUCCIÓN DE INCERTIDUMBRES EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

En esta sección se presentan alternativas para reducir las incertidumbres en la operación eléctrica con el fin de disminuir las autorizaciones y redespachos y por ende impactar en la reducción de las variaciones de salida debido a los cambios en la generación de las plantas eléctricas que utilizan gas.

1. Mejorar los pronósticos de demanda tanto en periodicidad de actualización como en período de resolución. Se recomienda que todos los días se actualice el pronóstico de demanda y su período de resolución sea de 30 minutos y no de una hora
2. Cambiar el período de resolución del despacho y el predespacho de una hora a media hora.
3. Estudiar la viabilidad de implantar un despacho vinculante complementado con un mercado intradiario

11 BIBLIOGRAFÍA

- [1] APA GROUP. Moomba Sidney Pipeline. Indicative Terms and Conditions of Access and Rates. 2009
- [2] AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO). Fact Sheet, The National Electricity Market.
- [3] AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO). Five minute electricity demand forecasting: neural network model documentation. Sep 2014
- [4] AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO). Guide to victoria's declared wholesale gas market. Feb 2012
- [5] AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO). Spot Market Operations Timetable. Jul 2011
- [6] AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO). Technical guide to the Victorian gas wholesale market. Ene 2011

- [7] CENTRO DE DESARROLLO TECNOLOGICO DEL GAS. Reglamentación Técnica en medición y balance en transporte de gas natural por tuberías – Contexto internacional. 2002
- [8] COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS (CREG). Compensación por desviaciones de salida en el sistema nacional de transporte de gas natural. Mayo 2005
- [9] COMISION NACIONAL DE ENERGIA. Informe sobre el sector energético Español-Medidas sobre el mercado mayorista de gas natural. Marzo 2012
- [10] CONSEJO NACIONAL DE OPERACION (CNO). Acuerdo #555. Nov 2011
- [11] DEPARTMENT OF ENERGY-FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. Gas-Electric Coordination Quarterly Report to the commission. Dic 2014
- [12] DICKX Leen, MIRIELLO Caterina, POLO Michele. Balancing Systems and Flexibility Tools in European Gas Markets. Feb 2014
- [13] FERNANDEZ Jorge, LASHERAS Miguel. Nuevas Tendencias en mercados energéticos: Los Mercados Mayoristas de Gas Natural. Una referencia a la realidad europea. 2012
- [14] GILLET, Ross. Pre-dispatch Process Description. Jul 2010
- [15] IBERIAN GAS HUB. Jornada Técnica: Los Mercados Energéticos, el mercado del Gas. Mar 2013
- [16] KEYAERTS NICO, HALLACK MICHELLE, GLACHANT JEAN-MICHEL, D'HAESELEER WILLIAM. Gas market distorting effects of imbalanced gas balancing rules: Inefficient regulation of pipeline flexibility. Jun 2010
- [17] KEYAERTS NICO, HALLACK MICHELLE, GLACHANT JEAN-MICHEL, D'HAESELEER WILLIAM. Gas Balancing Rules Must Take into account the Trade-off between Offering Pipeline Transport and Pipeline Flexibility in Liberalized Gas Markets. Sep 2010

- [18] MANAGEMENT SOLUTIONS. La gestión Logística en la comercialización del gas natural. 2011
- [19] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS (CREG). Resolución 071 de 1999.
- [20] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS (CREG). Resolución 089 de 2013.
- [21] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS (CREG). Resolución 122 de 2014.
- [22] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS (CREG). Resolución 065 de 2005. Mayo 2005
- [23] NATIONAL ELECTRICITY RULES, Marker Rules Chapter 3.
- [24] NATIONAL ELECTRICITY RULES, Marker Rules Chapter 4.
- [25] NATIONAL GRID. Gas Transportation Operating Procedures Manual. Mar 2011
- [26] NERA, TPA SOLUTIONS. Gas Balancing Rules in Europa. Dic 2005
- [27] NETWORK CODE FOR THE DANISH GAS SYSTEM. Rules for Gas Transport
- [28] PROMIGAS. Informe del Sector del Gas Natural XIV Edición. 2012
- [29] RATON NATURAL GAS COMPANY. Original rule no.9 Nomination and Balancing procedures. Dic 2002
- [30] REFORM OF THE GAS BALANCING REGIME: Next steps Office of Gas and Electricity Markets. Abr 2003
- [31] STANDING COUNCIL ON ENERGY AND RESOURCES. Regulation Impact Statement. Gas Transmission Pipeline Capacity Trading. Dic 2013
- [32] STATE OF THE ENERGY MARKET. Natural Gas. 2010

- [33] UNITED STATES OF AMERICA. FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. Coordination of the Scheduling Processes of Interstate Natural Gas Pipelines and Public Utilities. Version 14.0. Oct 2014
- [34] WALES AND WEST UTILITIES LIMITED. Uniform Network Code – the summary.

12 ANEXOS

12.1 Anexo 1. Artículos 54 de la Resolución CREG-089/2013 y 7 de la Resolución CREG-122/2014

Artículo 54. Variaciones de salida. Cuando por causas imputables al remitente se presenten variaciones de salida que superen el 5% de la energía autorizada por el transportador, el remitente deberá pagar la siguiente compensación, según sea el caso.

1. Cuando la variación de salida obedezca a que la cantidad de energía tomada es inferior a la cantidad de energía autorizada, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 5 del Anexo 3 de esta Resolución.
2. Cuando la variación de salida obedezca a que la cantidad de energía tomada es mayor a la cantidad de energía autorizada, el valor que resulte de aplicar lo dispuesto en el numeral 6 del Anexo 3 de esta Resolución.

Parágrafo 1. Cuando por causas imputables al remitente se presente una variación de salida que supere el 5% de la energía autorizada por el transportador y dicha variación obedezca a que la cantidad de energía tomada es mayor a la cantidad de energía autorizada, procederá el cobro de la compensación señalada en el numeral 2 de este artículo. En este caso también procederá la aplicación de lo pactado por el remitente y el transportador, en el acuerdo de balance, para equilibrar desbalances.

Parágrafo 2. Las sumas que resulten de aplicar lo dispuesto en el presente artículo deberán ser liquidadas mensualmente, por parte del beneficiario, y facturadas con la misma periodicidad de la facturación del servicio.

Parágrafo 3. Dentro de los seis (6) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente Resolución el CNOG propondrá a la CREG la metodología para determinar de manera objetiva los remitentes a los que un transportador les incumple por cuenta de las variaciones de salida. El cobro de la componente C_{CNOG} , a la que se hace referencia en los numerales 5 y 6 del Anexo 3 de esta Resolución, sólo procederá cuando la CREG adopte la metodología mencionada.

Parágrafo 4. Lo establecido en este artículo empezará a regir el 30 de noviembre de 2014. Hasta ese momento se dará aplicación a lo pactado por los remitentes y los transportadores sobre la materia.

Parágrafo 5. Cuando en un punto de salida la medición de cantidades es común a varios remitentes dentro de un sistema de distribución, el distribuidor será el responsable ante el

transportador por la variación de salida. En resolución aparte se determinará la forma como el distribuidor podrá cobrar las compensaciones a que haya lugar a los remitentes causantes de las variaciones.

Artículo 7 de la Resolución CREG-122/2014: Modificación del artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013. Adiciónense los siguientes párrafos al artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013:

Parágrafo 6. *Cuando por causas imputables al remitente se presente una variación de salida menor al 5% de la energía autorizada por el transportador y dicha variación obedezca a que la cantidad de energía tomada es mayor a la cantidad de energía autorizada, el remitente dispondrá de 48 horas, a partir de la solicitud de ajuste del desbalance por parte del transportador, para entregar al sistema de transporte la cantidad de energía del desbalance. Si el remitente no entrega la energía del desbalance dentro de este plazo, el transportador podrá adquirirla y establecer libremente un único precio de la energía que aplicará a todos los remitentes involucrados en el desbalance. En estos eventos el transportador deberá solicitar el ajuste del desbalance a todos los remitentes que hayan incurrido en variaciones de salida menores al 5% y que obedezcan a que la cantidad de energía tomada es mayor a la cantidad de energía autorizada.*

El transportador deberá conservar los soportes que evidencien la necesidad de haber requerido el ajuste del desbalance, para cuando la autoridad competente o los remitentes los soliciten. Así mismo, en la liquidación del balance al final del período el transportador deberá tener en cuenta las cantidades que el remitente entregó o debió pagar en cumplimiento de lo establecido en el presente parágrafo.

Parágrafo 7. *Cuando la cantidad de energía tomada por un generador térmico sea superior al 105% o inferior al 95% de la cantidad de energía autorizada por el transportador para cada hora habrá lugar al pago, por parte del generador térmico, de la compensación a la que se hace referencia en este artículo. Lo anterior con excepción de aquellos eventos en que se presenten las siguientes condiciones: i) que el generador térmico haya presentado, a través de las herramientas previstas para ello, la renominación de cierta cantidad de energía para cumplir un requerimiento del Centro Nacional de Despacho originado en un redespacho o una autorización en el sector eléctrico; ii) que la renominación de esa cantidad de energía haya sido autorizada por el transportador y por el productor-comercializador o el comercializador de gas importado; y iii) que dentro de las 48 horas siguientes al redespacho o autorización el generador térmico haya entregado al transportador y al productor-comercializador o al comercializador de gas importado los soportes del redespacho o autorización expedidos por el Centro Nacional de Despacho.*

Parágrafo 8. *Cuando en un punto de salida que no corresponda a un sistema de distribución la medición de cantidades sea común a varios remitentes, estos deberán firmar un acuerdo de asignación de la medición en el que se defina el responsable de la cuenta de balance y de las variaciones en el punto de salida. En este caso el transportador estará obligado a aceptar las nominaciones de gas únicamente cuando exista el acuerdo.*

Numeral 5 del Anexo 3:

5. Cuando la variación de salida obedezca a que la cantidad de energía tomada es inferior

a la cantidad de energía autorizada, el remitente deberá pagar la compensación que resulte de aplicar la siguiente ecuación:

$$V = [T \times TRM \times G] + C_{CNOG}$$

Donde:

V: Valor de la compensación que se cause por la variación de salida, expresado en pesos.

T: Cargos por servicios adicionales de transporte establecidos libremente por el transportador según lo señalado en el parágrafo 1 del artículo 20 de la Resolución CREG 126 de 2010, o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Esta variable se expresará en su equivalente en dólares de los EEUU de América por MBTU.

TRM: Tasa de cambio certificada por la Superintendencia Financiera para el día en que ocurre la variación de salida, expresada en pesos por dólar de los EEUU de América.

G: Cantidad total de energía de la variación de salida, expresada en MBTU.

C_{CNOG}: Valor de las compensaciones pagadas por el transportador, de conformidad con lo dispuesto en los numerales 3 y 4 de este Anexo, a los remitentes a los que les incumpla por cuenta de la variación de salida. Estos remitentes se determinarán de conformidad con lo dispuesto en el parágrafo 3 del Artículo 54 de esta Resolución. Esta variable se expresará en pesos.

Numeral 6 del Anexo 3:

6. Cuando la variación de salida obedezca a que la cantidad de energía tomada es mayor a la cantidad de energía autorizada, el remitente deberá pagar la compensación que resulte de aplicar la siguiente ecuación:

$$V = 0,5 \times [\text{Max}(P_p, P_{uov}) \times TRM \times G] + [T \times TRM \times G] + C_{CNOG}$$

Donde:

P_p: Precio promedio nacional de contratos firmes al que se hace referencia en el numeral iii del literal c) del numeral 1.3 del Anexo 2 de esta Resolución, que esté publicado el día de gas. Esta variable se expresará en dólares de los EEUU de América por MBTU.

P_{uov}: Precio promedio nacional del gas natural negociado para el día de gas mediante el proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural, debidamente verificado, al que se hace referencia en el numeral ix del literal d) del numeral 2.3 del Anexo 2 de esta Resolución,

debidamente verificado según lo dispuesto en el literal e) del mismo numeral y anexo. Esta variable se expresará en dólares de los EEUU por MBTU.

12.2 Minuta Reunión # 1: Proyecto “Variaciones de Salida de Gas por Redespachos Eléctricos”

Lugar: Oficinas Isagen, Medellín

Fecha y Hora: miércoles 25 de febrero de 2015, de 9:00 a 12:30 am

Asistentes:

- Consultores: Pablo Corredor y Tomás de la Calle
- Generadores Térmicos: Isagen (Mauricio Botero, etc.) y Epm (Luz Marina, etc.).

Nota: Celsia estaba invitado, pero no asistió a la reunión.

Objetivo: Conocer (los consultores) las observaciones de los generadores térmicos presentes sobre la regulación de la Creg acerca de las variaciones diarias y horarias en la demanda de gas (específicamente el Artículo 54 de la Resolución Creg-089 de 2013 y el Artículo 6 de la Creg-122 de 2014, ver Anexo).

Resumen: Los generadores térmicos expusieron las razones técnicas por las cuales se pueden presentar variaciones inesperadas en las demandas horarias de gas diferenciándolas en dos tipos: las internas o que son originadas por parte del generador térmico; y las externas o que son dictadas por algún agente o hecho externo al generador. Dentro de las primeras se hizo especial énfasis en que se refieren a vicisitudes técnicas propias de la operación y no a potenciales oportunidades comerciales de arbitrar en alguno de los dos mercados: el eléctrico o el de gas natural.

Se señaló que aunque el Parágrafo 7 (Resolución Creg-122, ver Anexo abajo) exceptúa al generador térmico cuando se presente una variación de salida de gas superior al $\pm 5\%$ producto de un redespacho eléctrico para cumplir con un requerimiento del CND, no queda claro si tal excepción cubre todo el horizonte de tiempo implicado en el tal redespacho o solo a las horas en que éste tendrá lugar.

Los generadores térmicos también expresaron su preocupación por potenciales impactos en la reputación de sus compañías ante la ocurrencia de tales eventos.

Además del evento anterior, se identificaron las siguientes cuatro circunstancias que podrían dar lugar a la aplicación del Artículo 54 (es decir, pago de una compensación) y que no están exceptuadas por la Regulación:

- i. Salidas forzadas de las unidades de generación
- ii. Pruebas programadas por el generador térmico (no las solicitadas por el CND) que aunque programadas no pueden ser estimadas con absoluta precisión por tratarse justamente de pruebas
- iii. Riesgos en las rampas de subida (para alcanzar la carga plena) o de bajada (para reducir la carga) pues similar a la circunstancia anterior, si bien se puede nominar una demanda de gas en forma horaria el comportamiento de la planta puede tener variaciones superiores a $\pm 5\%$.
- iv. Poder calorífico: según los generadores térmicos, el despacho de las plantas se realiza con base en una estimación del poder calorífico (medido en MBTU por cada mil pies cúbicos), sin embargo, durante el día de la operación real tal valor puede presentar cambios (no imputables a los generadores) que puede hacer que se presenten variaciones de salida en las demandas de gas superiores a $\pm 5\%$.

12.3 Reunión CREG: Variaciones de salida (Gecelca – marzo de 2015)

. Lugar: Oficinas ,de Gecelca Barranquilla

Fecha y Hora: Viernes 6 de marzo de 2015, de 10:00am a 2:00 pm

Asistentes:

- Consultores: Pablo Corredor y Tomás de la Calle
- Generadores Térmicos: Gecelca, Tebsa, Proeléctrica y Termocandelaria

Objetivo: Conocer (los consultores) las observaciones de los generadores térmicos de la Costa Atlántica sobre la regulación de la Creg acerca de las variaciones diarias y horarias en la demanda de gas (específicamente el Artículo 54 de la Resolución Creg-089/2013 y el Artículo 6 de la Creg-122/2014).

Resumen: Como los Consultores habían sostenido previamente una reunión en Isagén con los generadores del interior del país, se plantearon en esta reunión los puntos expuestos en la anterior sobre potenciales variaciones de salida que podrían ser superiores a $\pm 5\%$ y que no están exceptuadas en las resoluciones referidas, saber:

- i. Salidas forzadas de las unidades de generación
- ii. Pruebas programadas por el generador térmico (no las solicitadas por el CND)
- iii. Riesgos en las rampas de subida (para alcanzar la carga plena) o de bajada
- iv. Divergencia entre el poder calorífico ex ante y ex post

Sobre los puntos anteriores, los presentes expresaron estar de acuerdo y soportaron sus puntos de vista con ejemplos concretos. Hicieron énfasis en que la regulación como está no obliga ni requiere que el operador del mercado eléctrico (XM) consulte y exima de responsabilidad a los generadores térmicos que por coyunturas del sistema de gas natural se vean abocados a desviarse de las nominaciones iniciales.

Los generadores térmicos ilustraron con una completa presentación (en PowerPoint, que se anexa) la problemática particular de la Costa Atlántica, con ejemplos del pasado reciente sobre acciones que han tomado ellos a petición del

transportador para aliviar problemas del sistema de transporte o incluso sin que el transportador lo solicitara al ser notado primero por tales remitentes, es decir, se insistió en el carácter cooperativo con que se trabaja en esta región entre remitentes y transportadores.

Al igual que los generadores térmicos del interior, los presentes señalaron que no tienen sistemas de medición propios muy sofisticados (v.g. cromatógrafos, etc.) que permitan en determinadas circunstancias contrastar las mediciones del transportador pues no es claro cómo son los protocolos de revisión o auditorías empleadas por el éste para sus medidores.

Adicional, a lo anterior se mencionaron los siguientes puntos:

1. Los Contratos tienen firmeza durante las 24 horas
2. No es racional ni legal obligar a un agente lo que no puede hacer
3. Variaciones deberían ser permitidas por mezcla de gas entre 900 y 1150
4. No se sabe con cual gas se hace la nominación
5. Es conveniente considerar el error del pronóstico de la calidad del gas
6. Es necesario las autorizaciones de las características técnicas
7. Existen los acuerdos de balance productor transportador
8. Se debe regular el tratamiento de las plantas que usan mezcla de combustible
9. Que pasa con las variaciones cuando una planta margina
10. Para implementar el pago de compensaciones de las variaciones de salida es necesario que funcione con alta liquidez y profundidad el mercado secundario de gas
11. Cuál será el tratamiento de las variaciones de salida por problemas de gas

12. La Transparencia de la información es un requisito esencial para implantar un sistema de pago de compensaciones y por tanto se debe regular la información publica
13. No existen producto horarios para administrar el riesgo de las variaciones de salida

12.4 Presentación Consultoría Variaciones de Salida (marzo 18 de 2015)

Se adjunta archivo en PowerPoint.