

Bogotá, 22 de mayo de 2019

Doctor
CHRISTIAN RAFAEL JARAMILLO HERRERA
Director Ejecutivo
COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG
Bogotá

Asunto: Comentarios Resolución CREG 034 de 2019 (Restricciones)

Estimado Dr. Jaramillo.

Desde la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI, hemos participado en la construcción del consenso en la Mesa de Energía y Gas de la ANDI, alrededor del tema de restricciones, con el objetivo de pasar una propuesta como cadena, bajo los lineamientos de que la propuesta sea de beneficio país, que incremente la competitividad del sector manufacturero y que asegure la sostenibilidad del sistema eléctrico.

Por lo anterior y considerando el consenso de cadena eléctrica, incluido el consumidor industrial, esperamos que la CREG y el Gobierno Nacional, aborden la implementación de las propuestas presentadas, lo antes posible y con la mayor prioridad.

Resaltamos el esfuerzo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG- en avanzar en el desarrollo de medidas regulatorias que incentiven gestionar adecuadamente la congestión de la transmisión como el problema identificado en el documento soporte de la resolución CREG 034-2019, así, como, aumentar la competencia en el mercado que permita aliviar el costo de las restricciones a cargo de la demanda, con este objetivo consideramos que es importante realizar un análisis robusto de las causas que originan las restricciones y su valoración.

Igualmente, es importante evaluar e implementar cuanto antes, las diferentes alternativas de mercado para incorporar recursos adicionales que puedan dar solución a la congestión, permitiendo aumentar la competencia en la prestación del servicio de restricciones. Dentro de las cuales, pudieran considerarse entre otros, la respuesta de la demanda en el mercado spot, generación distribuida y esquemas de almacenamiento, las cuales, podrían aportar a la reducción del costo unitario de restricciones en el muy corto plazo, y el fortalecimiento de un mercado de servicios complementarios y la evolución del spot hacia un despacho más continuo a través de los mercados intradiarios.

Desde la Mesa de Energía de la ANDI consideramos que todos los desarrollos normativos y sus propuestas, deben seguir los lineamientos de la OCDE, que implican acompañar la propuesta con el análisis de impacto normativo, para informar ex-ante al

mercado, el costo/beneficio de las medidas a adoptar y desarrollar con prioridad las medidas que pueden tener mayor impacto.

Respecto a los temas propuestos por la CREG, consideramos muy importante la pronta expedición de una resolución definitiva, bajo los siguientes lineamientos: reconocer los costos reales de los agentes que solucionan la restricción, garantizar la suficiencia financiera de los agentes e introducir mecanismos de competencia para mejorar la formación de precios de generación de seguridad, como participación de la respuesta de la demanda en el mercado spot.

En todo caso, considerando que la generación de seguridad es remunerada a costo, la CREG debe garantizar que los agentes que prestan el servicio de generación de seguridad, no tengan pérdidas por este concepto, en cumplimiento del Artículo 23 de la Ley 143 de 1994.

A continuación, desde la mesa de energía de la ANDI planteamos las siguientes recomendaciones sobre los temas abordados en la resolución:

- En primera instancia consideramos que las medidas que la CREG vaya a implementar sirvan de complemento al esquema de mercado, que no solo preserve la competencia entre agentes participantes, sino que la aumente, para mejorar la formación de precios de la solución de gestión de la congestión, teniendo en cuenta entre otros aspectos, la participación de la respuesta de la demanda.
- Sobre la declaración de distintas configuraciones de las plantas térmicas de ciclo combinado que permitirá optimizar el despacho eléctrico, recomendamos que esta regla aplique a todas las plantas térmicas, reconociendo los costos asociados a cada configuración, la cual debe ser factible, se le deben reconocer todos los costos y se debe utilizar, la que tiene menor costo para el usuario durante el periodo de optimización. Igualmente, se deben reconocer los costos de los combustibles incurridos por los generadores para atender cualquier re-despacho durante el día.
- Sobre los incentivos para utilizar combustibles más económicos, consideramos que son un gran avance.

Para una mejor optimización, consideramos que una alternativa puede ser la adquisición se realice a través de mecanismos anónimos de mercado, como los diseñados por el gestor del mercado de gas, siempre y cuando estos sean líquidos y con capacidad transaccional acorde con la respuesta que requiere la operación del sector eléctrico (debe permitir cubrir redespachos y autorizaciones). Igualmente, solicitamos extender este incentivo de mejora en los costos de combustible a las centrales que operan con carbón y combustibles líquidos, teniendo en cuenta que existe la oportunidad de comprar estos recursos en el mercado diario a precios que eventualmente pueden ser más competitivos, incentivando al generador a hacer una gestión de compra más activa y eficiente.

Este incentivo debería ser proporcional al ahorro como se hace en la compra de energía de los comercializadores y llegar hasta 20% del valor que se logre ahorrar

- Igualmente, sobre el reconocimiento de los costos de arranque y parada, este se debe pagar por cada arranque de unidad que haga parte de un ciclo combinado, consideramos que es factible su establecimiento, con base en los costos reales incurridos por los agentes térmicos, para disponer de cantidades de gas suficientes que soportan su oferta diaria de energía presentada a X_m , oferta que incluye los riesgos e incertidumbres que tienen en la operación de cada día,. Sin embargo, queremos reiterar que debe verificarse primero que la selección de las configuraciones por parte de X_m , si bien pueda reducir las cantidades a despachar, la remuneración de los arranques de las unidades hacen parte del ciclo y que finalmente se requieran en el día de operación, no implique un sobrecosto mayor a la reducción esperada de la cantidad de energía requerida para suplir las restricciones y un deterioro en la confiabilidad de los equipos de generación y en las áreas eléctricas en donde se requiera este tipo de generación.
- Respecto a los incentivos para minimizar las desviaciones a los pronósticos de la demanda consideramos conveniente que se realice un diagnóstico que identifique el rol de los agentes del mercado, las variables endógenas y exógenas a los agentes, el tratamiento que se dará a dichas variables endógenas (cortes de suministro, oscilaciones de calidad que generan para de procesos productivos, condiciones anormales de orden público, esquemas suplementarios, deslastres automáticos de carga, factores ambientales, paros sindicales, etc.) éstas últimas no gestionables para el cálculo del pronóstico.

Una vez se aclare el rol de cada agente se sugiere aplicar una senda de desviación. En los usuarios no regulados, asegurar cumplir el margen admisible de desviación del 1% es casi imposible, considerando que el horizonte es diario y no semanal. Por ende, es importante considerar un 15% de desviación similar a lo establecido para la desviación en el despacho de las unidades de generación variable.

En el entendido que el regulador busca asignar costos a posibles causantes de la congestión, por la vía de la mejora de los pronósticos, resulta importante implementar una transición que permita a los Usuarios y Agentes adecuar los modelos de pronóstico y coordinar los mecanismos de intercambio de información, y después establecer una senda que vaya aumentando la exigencia de la desviación al tiempo que se implementa el mercado intradiario donde la demanda podría ajustarse

- Respecto de asignar el costo del 50% del valor unitario de las restricciones a los operadores de red y cuando sea el caso a los comercializadores de Usuarios No regulados, asignar esta carga en el estado de resultados de las empresas no es razonable si se tiene en cuenta que la demanda está en libertad de comportarse según su voluntad y por consiguiente ni los distribuidores ni los comercializadores tienen control sobre estas decisiones, con lo cual el costo incurrido constituiría un

costo no gestionable por parte de las empresas. De acuerdo con lo anterior se solicita eliminar esta asignación de costos para los distribuidores, comercializadores y demanda.

- Consideramos necesario que la Comisión establezca una normatividad que incentive mediante asignación de costos a aquellos agentes que pueden gestionar la congestión en los niveles donde económicamente sea viable, propiciando a la vez por la competencia, la cual garantiza la formación de precios eficientes.
- Respecto a la publicación de información de pagos por reconciliación positiva (Artículo 10) y su auditoria, consideramos que la publicación agregada de manera mensual oculta los datos atípicos de días puntuales, que pueden impactar de forma fuerte la restricción. Similar a lo que ocurre con el precio de bolsa diario y el precio de bolsa promedio mensual.

Información TX1: 12 de mayo de 2019	▼ Precio Bolsa Nal : 179.84 \$/kWh
Información TX2: 9 de mayo de 2019	▲ Precio Bolsa Nal : 289.97 \$/kWh

Consideramos que se puede establecer diaria, con un retraso de 15 días en su publicación.

Consideramos que es importante que el usuario conozca igualmente las causas, la magnitud y valor respectivo de cada una de ellas; y hacer extensiva esta publicidad a las transacciones de compras y ventas en la bolsa, formación de precio de bolsa y las plantas que colocan precio, respecto al uso de la materia prima respectiva. Por lo anterior, es necesario incluir, que el CND debe presentar y desagregar los conceptos que se están generando las restricciones, dentro de los cuales, ninguno puede representar más del 40%, dado que ello indica que es necesario buscar otro nivel de detalle. Lo anterior, es fundamental para asignar el costo de restricciones al agente que lo causa, para que este sea gestionable. A manera de ejemplo, en el informe de restricciones de marzo de 2019, el concepto b representa el 86% de las restricciones totales. Es muy importante desagregar este concepto para que el Gobierno Nacional identifique en que componentes debe enfocar su gestión.

Literal CREG 063	Causa asociada a la generación de seguridad	mar-18	mar-19	Diferencia porcentual
		\$ Millones	\$ Millones	
a	GS solicitada por un OR, por Restricciones Eléctricas, soporte de tensión, seguridad y calidad en la infraestructura de los STR's y/o SDL's	\$ 0	\$ 0	0%
b	GS asociada con Restricciones Eléctricas y/o soporte de voltaje del STN	94,666.35	47,601.80	-50%
c	GS asociada con indisponibilidades en el Despacho Programado, de Activos de Conexión al STN que están incumpliendo con las metas de calidad establecidas	\$ 0	\$ 0	0%
d	GS asociada con el cumplimiento del criterio de confiabilidad	\$ 0	\$ 0	0%
e	GS atribuible a consideraciones de estabilidad del STN	\$ 0	\$ 0	0%
f	GS originada en Restricciones cuya eliminación o reducción esté asociada con una Importación de energía	\$ 0	\$ 0	0%
g	GS asociada con Restricciones originadas en exportaciones de energía	\$ 0	\$ 0	0%
	GS asociada con Restricciones originadas en exportaciones a Ecuador	\$ 0	\$ 0	0%
	GS asociada con Restricciones originadas en exportaciones a Venezuela	\$ 0	\$ 0	0%
h	GS con situaciones declaradas de Condiciones Anormales de Orden Público (CAOP)	\$ 0	\$ 0	0%
i	GS originadas en modificaciones al programa de generación solicitadas por el CND durante la operación diferente a las anteriores causas	\$ 6,079	\$ 4,530	-25%
j	GS asociados con desviaciones positivas del programa de generación según la reglamentación vigente	\$ 607	\$ 508	-16%
k	GS no asociada con las causas establecidas en los literales anteriores	\$ 1,834	\$ 2,660	45%

Otros temas que consideramos se deben abordar lo antes posible, para reducir el monto en energía y en pesos de las restricciones, son:

- Definir prioritariamente la regulación para la participación de la demanda en el mercado de restricciones.
- Revisar el criterio n-1 e incorporar criterios de probabilidad e impacto utilizados en la planeación de la operación del sistema interconectado nacional, verificando en todo caso, que esto no implique un crecimiento desmesurado de cortes de energía con un impacto negativo a los usuarios.
- Ampliar el horizonte de optimización del despacho económico. El despacho se realiza optimizando los 24 períodos del día de operación, lo que puede generar sobrecostos al despacho del día siguiente, cuando se requiere dar arranque a generadores para cubrir restricciones de seguridad, cumpliendo con las características técnicas de la planta (por ejemplo, mínimo tiempo en línea). Proponemos una optimización mayor que permita aprovechar los aportes de menores costos de producción de los agentes térmicos al operar de manera continua, y propender por la eficiencia energética, en cuanto, se propendería por no solo el uso de las plantas de manera eficiente, sino, la producción de la energía a menor costo, y el consumo más eficiente del gas natural.
- Establecer un esquema que permita al mercado conocer y realizar el debido seguimiento a los criterios de operación utilizados por el operador del mercado en el despacho.

Por último y consecuente con la incorporación de Colombia a la OCDE, las potenciales alternativas a implementar deben ser consecuente con los lineamientos de la OCDE y contar con el previo análisis de impacto regulatorio.

Comentarios no abordados a través de la Mesa de Energía de la ANDI.

Otro tema que los consumidores consideran de la mayor relevancia y que no fue abordado en la Mesa de Energía de la ANDI, es la necesidad de evitar la doble remuneración por el mismo concepto. Por ejemplo, las variaciones de la demanda ya están siendo remuneradas a través del cargo de AGC. Por ende, pagar el sobrecargo que genera la variación en la demanda y adicionalmente, pagar penalización por la misma variación, desde el punto de vista del consumidor, constituye un doble pago, por el mismo concepto. Por ende, consideramos que no hay lugar a penalización por cuanto la demanda paga todas sus variaciones.

Esperamos que los comentarios realizados por la Cámara y los realizados por la Mesa de Energía de la ANDI, sean considerados para la resolución definitiva. Por supuesto, estamos en disposición de ampliar cualquiera de las temáticas expuestas, y ofrecemos

todo nuestro apoyo para continuar trabajando en mecanismos que ayuden a mitigar el impacto de los costos por restricciones a los consumidores finales.

Cordialmente



DANIEL VICENTE ROMERO
Director Ejecutivo.

Copia: Dr Diego Mesa Puyo – Viceministro de Energía – Ministerio de Minas y Energía