

Bogotá, D.C., Mayo 22 de 2025

Doctor

Antonio Jiménez Rivera

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG

Ciudad

Asunto: Comentarios a la Resolución CREG 701 086 de 2025 sobre el tratamiento de desviaciones de plantas variables e introducción del DEOTR

Respetado Señor Director:

Desde ANDEG presentamos comentarios a la Resolución del asunto, por medio de la cual se presentan 3 propuestas: 1) tratamiento de desviaciones de plantas variables, modificando lo dispuesto en la Resolución CREG 060 de 2019; 2) las reglas del despacho de muy corto plazo, o el Despacho Económico de Operación en Tiempo Real (DEOTR), y, 3) proyección de demanda y sus desviaciones.

En primer lugar, queremos agradecer por la realización del taller del día 6 de mayo de 2025, en donde se expusieron las principales observaciones acerca de este proyecto de resolución, y en particular, planteamos nuestra preocupación sobre el efecto de la implementación del DEOTR sin que se habiliten las condiciones de mercado para la operación flexible y eficiente de todos los recursos de generación en el SIN.

Por otro lado, si bien la propuesta va encaminada a la implementación de desviaciones para las plantas intermitentes, reiteramos que este esquema regulatorio debe ser incorporado en el marco de la modernización del mercado que se planteó en la Resolución CREG 143 de 2021, de tal manera, que se habiliten los mercados de servicios complementarios para evaluar la implementación del DEOTR propuesto, acorde a las lecciones aprendidas de la experiencia internacional. Por lo anterior, consideramos que, hasta la fecha, la propuesta se encuentra incompleta, dado que se deben incluir varios análisis en relación con las necesidades de operación que se requieren en el sistema eléctrico para llevar a cabo ajustes al despacho económico, como lo planteado con el DEOTR.

1. Modernización de los sistemas de potencia

Dada la masiva entrada de fuentes de generación intermitente que utilizan el sol y el viento para la producción de energía eléctrica por los compromisos ambientales suscritos a nivel mundial, se está evidenciando la importancia de contar con sistemas de potencia robustos, en donde todos los componentes asociados, interruptores, sistemas de comunicaciones, subestaciones, entre otros, deben adaptarse a esta nueva realidad, y, en especial, contar con suficiente potencia síncrona de respaldo, con la cual se tiene inercia, para

mitigar los riesgos de falla de los sistemas de potencia ante la entrada masiva de fuentes variables.

2. Lecciones aprendidas del caso internacional

La experiencia del 28 de abril de 2025, día en el cual el sistema eléctrico de España presentó un apagón general que afectó a España, Portugal y algunas regiones en Francia, en horas en donde la generación del país era en un 75% aportada por fuentes renovables intermitentes, en su mayoría de plantas solares¹, resalta la necesidad de asegurar potencia síncrona de respaldo, principalmente por generación térmica e hidráulica con embalse. También, es oportuno destacar que el 53% de la capacidad instalada de la península ibérica es de carácter renovable con fuente en inversores, mientras que la capacidad de generación síncrona allí es de solo el 39%² (incluyendo hidráulicas con embalse), por lo cual, si se compara con otros mercados en donde la generación con renovables es más del 70%³, se destaca la necesidad de asegurar suficiente generación síncrona para garantizar la inercia que requieren los sistemas eléctricos.

Por otro lado, se tiene el evento en Chile, que, por una intervención no prevista en los enlaces de comunicación de protección de dos líneas de transmisión de 500kV, que son la columna vertebral del sistema eléctrico chileno, se produjo la desconexión de estas. Esta situación generó una congestión y una perturbación bastante fuerte sobre el sistema de potencia chileno, escenario que no estaba previsto ya que, al tener una gran mayoría de generación renovable a base de inversores, el sistema presentaba una baja inercia, es decir, que no tenía suficiente robustez para soportar esa condición, por lo que al presentarse el evento el sistema no se pudo separar en dos islas y se generó el apagón en cascada del sistema⁴.

El tema no es menor, por ello, en Colombia, en donde contamos con cerca del 10% de la capacidad instalada con fuentes solares, debemos aprender de la experiencia internacional, dado que un apagón no solo trae consecuencias a nivel técnico en los equipos, sino que se afecta a la economía del país en general, entre otros aspectos, dado que la base del desarrollo en la actualidad es soportada en la prestación de un servicio de energía eléctrica confiable⁵. **Por ello, es fundamental que, en un entorno de inserción masiva de recursos variables en los sistemas eléctricos, se cuente con el soporte y respaldo de la generación síncrona.**

¹ <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/04/proceso-de-recuperacion-de-la-tension-en-el-sistema-electrico-peninsular>

² <https://www.ree.es/es/datos/generacion>

³ En CAISO, el 33% de la capacidad instalada corresponde a plantas solares y eólicas, mientras que la generación síncrona corresponde al 63%. Fuente: <https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/electric-generation-capacity-and-energy>

⁴ <https://www.coordinador.cl/novedades/coordinador-electrico-nacional-entrega-a-la-sec-informe-sobre-el-apagon-del-25-de-febrero/>

⁵ "Energy consumption of the countries in the context of economic development and energy transition". Tomado de: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722013361>

En el contexto anterior, es fundamental que cualquier cambio que se lleve a cabo en el mecanismo de despacho económico para la operación de plantas en tiempo real sea juiciosamente implementado, habiendo realizado todos los estudios con la condición actual del SIN y considerando los atributos y características de las plantas de generación.

3. Modernización del Mercado (Resolución CREG 143 de 2021)

Si bien es loable que se estén presentando propuestas del despacho económico de operación en tiempo real, es importante recordar que la propuesta de modernización del mercado se presentó desde el año 2021, con comentarios hasta febrero de 2023, por lo cual, no es claro por qué han transcurrido dos años y no se ha avanzado en la propuesta definitiva, por lo que, no estamos de acuerdo en el planteamiento del Documento Soporte planteado por el Regulador:

"Tampoco se puede tener como excusa para no realizar los cambios aquí propuestos esperar a tener una regla definida del anterior proyecto de resolución (Resolución CREG 143 de 2021), pues su discusión es profunda y puede ser de largo tiempo." (Subrayado fuera de texto)

De esta manera, consideramos que la CREG no debería desarrollar propuestas parciales, dado que la regulación debe ser integral en el contexto de la transición energética, a fin de asegurar la adecuada remuneración de los servicios de flexibilidad. En el mismo sentido, la regulación debe cumplir con lo dispuesto en el Artículo 2.1.2.1.12 del Decreto 1081 de 2015 con respecto a la Racionalización, regulación integral y seguridad jurídica:

"En la preparación de proyectos de decretos o resoluciones o de cualquier otro acto administrativo de carácter general, las autoridades evitarán la dispersión y proliferación normativa. Por tanto, el Ministerio o Departamento Administrativo responsable de elaborar el respectivo proyecto verificará que se incluyan todos los aspectos necesarios para evitar modificaciones o correcciones posteriores que hubieran podido preverse (...)".

Entendemos que la propuesta regulatoria planteada por la CREG quiere abordar lo relacionado con las desviaciones de plantas variables, sin embargo, consideramos que hay un entorno de transición energética que debe tenerse en cuenta, en el marco de la adecuada remuneración a los agentes y de preservar las señales de mercado en el contexto de incentivos. En esa vía, solicitamos que el Regulador avance en el desarrollo de la Modernización del Mercado, tal como lo manifestamos en los comentarios de la Resolución CREG 143 de 2021, dado que, la introducción de mecanismos de despachos en tiempo real, por ejemplo, se da en un contexto de desarrollo de mercados de *servicios complementarios*⁶:

"De la experiencia del CAISO, es evidente que hay limitaciones computacionales para incorporar más de 10 configuraciones en el modelo de optimización del despacho. Por lo anterior, es importante que la CREG

⁶ Ver carta ANDEG 012-2023: <https://www.andeg.org/wp-content/uploads/2023/02/012-143-de-2021.pdf>

en el proceso de modernización del mercado, y a partir de la experiencia práctica, defina un modelamiento de las plantas con múltiples modos de (como las plantas de ciclo combinado) que permita aprovechar y remunerar la flexibilidad inherente que tienen con dos alternativas:

- i. Analizar la adopción del modelo de pseudo-planta adoptado por CAISO, incorporando ofertas diarias por configuraciones que incluyan - Curva de precios de 10 segmentos de pares precio-cantidad - Costo de arranque y parada por configuración - Matriz de costos de transición entre configuraciones*
- ii. O, la adopción de un esquema de ofertas complejas como el existente en EPEX Spot”*

“Los servicios complementarios en general son estándar en los mercados tanto Pool como Exchange. Sin embargo, la valoración de los servicios han sido el tema central de las discusiones de reforma recientes. En particular, la FERC en la reciente discusión de modernización de los mercados organizados ha llamado la atención sobre la formación de tarifas justas y razonables. Un elemento fundamental en la discusión es la existencia de precios de escasez que revelen la escasez de oferta de capacidad de los servicios complementarios. La propuesta de remuneración de los servicios complementarios basada en costos de las plantas de generación térmica dista de la práctica de asignar precios incentivos para la prestación de estos servicios.”

4. Sobre el origen de la propuesta del DEOTR

En los considerandos de la Resolución CREG 701 086 de 2025, se encuentra lo siguiente:

“XM S.A. E.S.P. envía mediante radicado CREG E2025000005 una propuesta para la operación de los recursos variables mediante la implementación de un mecanismo que ajusta el programa del despacho y redespacho en tiempos más cercanos a la operación, denominado Despacho Económico de Operación En Tiempo Real (DEOTR).

Relacionado con lo anterior, mediante radicado CREG E2023007578 XM S.A. E.S.P presenta una propuesta regulatoria que permita la adopción de la contratación, administración, soporte y mantenimiento de todos los canales de comunicaciones hacia el CND por parte de los agentes, esto para la coordinación del despacho y otros aspectos operativos”

Así mismo, en el documento soporte 901 177 de 2025, se presenta:

“8.2 Alternativa 2. Nueva etapa en la programación del despacho y actualización de las proyecciones de generación y demanda

En esta alternativa se propone un esquema en que se actualizará el despacho del sistema, con base en la propuesta presentada por XM mediante radicado CREG E2025000005, en el cual se propone el denominado Despacho Económico de Operación En Tiempo Real (DEOTR) que se explicara en esta sección”

Al respecto, es claro que el mismo Regulador ha señalado que el DEOTR es una propuesta del Operador de Mercado, con lo cual, insistimos en que sea XM, junto con la CREG, quienes presenten la propuesta conceptual, y en particular, el esquema de implementación, con lo que se requiere que XM presente todos los análisis relacionados con el DEOTR, los análisis de estabilidad y dinámicos menores a 1 hora, dada la disminución de tiempo del despacho, y, por otro lado, se revisen las características del despacho, ante el aumento de la complejidad del modelo de despacho considerando la eventual conexión de todas las plantas al control automático de generación, aspecto sobre el cual profundizaremos más adelante.

Desde nuestra Asociación consideramos que son bienvenidas todas las propuestas normativas desde el enfoque de desarrollo de mercado, siempre que sean socializadas y suficientemente discutidas con los agentes de la cadena y la comunidad en general, en un contexto público, abierto, plural y de amplia discusión colectiva respecto a los mecanismos de mercado en el SIN que se requieren para garantizar la transición energética justa, gradual y segura en el contexto de los objetivos de política pública.

5. Coordinación Gas-electricidad

Observamos que, ni en la propuesta del DEOTR presentada, ni en el Documento Soporte, se evidencia un análisis de este tipo de despacho en relación con los tiempos de nominación y renominación de gas natural, en el caso de hacer uso de recursos térmicos a gas natural que usen dicho energético. Por ello, es fundamental que se analice dicho despacho en tiempo real articulándolo con los periodos de nominación y renominación del sector gas para contribuir a la gestión de redespachos, así como considerar evaluar mercados intradiarios continuos con bloque de 6 a 8 horas a fin de optimizar el despacho económico de los recursos de generación. De hecho, llama la atención que el Regulador haya avanzado en la modificación de parámetros de despacho de plantas térmicas a partir de las configuraciones de plantas térmicas de ciclo combinado, pero no se haya avanzado aún en el desarrollo de mercados intradiarios y de servicios complementarios con los que se optimice la operación de este tipo de recursos en el SIN en el marco de la flexibilidad que se requieren para asegurar el soporte y estabilidad de sistema frente a variaciones de los recursos intermitentes.

Entre otras disposiciones ya mencionadas en la comunicación ANDEG 012-2023, se propone:

- 1) Fortalecer la herramienta del RUT Gas contenido en el Gestor del Mercado de Gas Natural de tal manera que presente información en tiempo real de la infraestructura de gas natural, útil tanto para el operador del mercado de energía eléctrica como para los agentes del mercado eléctrico. Esta propuesta toma la experiencia de la FERC sobre el análisis de interdependencia del sector eléctrico y de gas natural y cuyo resultado quedo plasmado en la Orden No. 787 de 2013.
- 2) Adicionalmente, el Gestor del Mercado de Gas Natural presentó una propuesta de Interdealer Broker para profundizar la liquidez del mercado

secundario y de otras transacciones del mercado mayorista. Esta plataforma, voluntaria, podría servir como instrumento para centralizar y aumentar la liquidez de este mercado.

6. Sobre los servicios de flexibilidad

Desde ANDEG hemos insistido en que, dada la creciente penetración de energías renovables, especialmente solar en el caso de Colombia, se plantean nuevos desafíos para los sistemas de potencia, que deben adaptarse a su variabilidad e intermitencia. Para garantizar una operación segura y confiable, se requiere una mayor flexibilidad del sistema, lo que implica la capacidad de responder rápidamente a cambios en la generación y la demanda. Esta necesidad ha impulsado el desarrollo de nuevos servicios complementarios, como rampas rápidas, almacenamiento energético y control de frecuencia, que permiten integrar un mayor volumen de energías renovables sin comprometer la estabilidad del sistema⁷.

Uno de los aspectos críticos de esta transición es la operación cíclica más alta de las unidades térmicas convencionales, que deben adaptarse a múltiples arranques y paradas diarias para compensar la variabilidad renovable. Esto implica costos adicionales y una planificación distinta al modelo tradicional basado en el mérito económico, por ejemplo, en algunos casos, incluso se presenta el despacho forzado de térmicas, es decir, su operación obligada por razones de estabilidad del sistema⁸.

Finalmente, la flexibilidad también se ve potenciada al ampliar el balance energético a regiones más extensas, lo que permite importar o exportar energía según las condiciones de generación renovable. Para lograr una integración renovable eficaz, las nuevas centrales térmicas deben incorporar tecnologías como arranques rápidos y sistemas de regulación de frecuencia. De esta forma, el sistema eléctrico podrá responder con agilidad a los desafíos que trae consigo la transición energética, facilitando una mayor penetración de fuentes intermitentes en el contexto del sistema de potencia colombiano, con lo cual, cobra mayor relevancia el desarrollo regulatorio integral dado por la Resolución CREG 143 de 2021.

7. Sobre el tratamiento asimétrico de las desviaciones

Si bien la naturaleza de las fuentes variables no permite que se cuente con la garantía de una entrega de energía constante en un lapso de tiempo considerable (1 hora, por ejemplo), y en adición, por la limitada profundización y liquidez del mercado de contratos de energía, los estudios presentados por la CREG relacionados con las alternativas para el tratamiento de desviaciones de

⁷ <https://fsr.eui.eu/flexibility-in-power-systems/>

⁸ <https://www.wartsila.com/docs/default-source/power-plants-documents/downloads/white-papers/americas/the-value-of-flexibility-in-power-systems-brazil.pdf> y <https://foro2024.andeg.org/wp-content/uploads/2024/08/02-DIA-2-GE-VERNOVA-Flexibilidad-tecnologica-para-la-transicion-energetica-1.pdf>

la generación de plantas variables, considera cortos espacios de tiempo para su cálculo, así como diferente valoración, esto es, con respecto al valor del AGC.⁹

De igual manera, dado que, en un mercado, la energía eléctrica es un bien homogéneo que es aportado por todas las tecnologías, consideramos que la valoración de las desviaciones propuesta por la CREG tiene un tratamiento asimétrico con respecto a la valoración de las plantas convencionales, porque para estas, se mantienen las condiciones de valoración con la diferencia del Precio de bolsa y el precio de oferta, lo cual, penalizaría de manera más severa a las plantas convencionales.

De hecho, si comparamos los valores de AGC que se proponen aplicar para las desviaciones de plantas solares (Figuras 1 y 2) y los datos del valor de desviaciones de plantas convencionales térmicas en el periodo de tiempo estudiado (diciembre 2024 a marzo 2025), lo cual se muestra en la Figura 3, se tienen valores superiores a 1306% para las plantas convencionales con respecto al máximo valor presentado en la Figura 2. Por ello, consideramos que las condiciones de valoración deben ser simétricas entre los recursos de generación, en el marco del principio de neutralidad tecnológica que ha mantenido la Comisión para la determinación de la regulación del mercado de energía eléctrica.

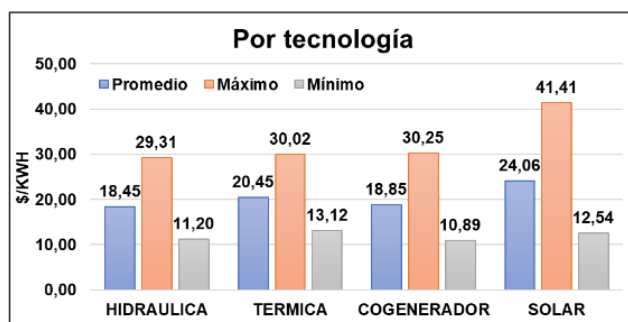


Figura 1. Precio de AGC por tecnología últimos 5 años¹⁰

Fecha Mes	PPP AGC (COP/kWh)
2024/oct	59,24
2024/nov	42,90
2024/dic	31,83
2025/ene	24,73
2025/feb	20,72
2025/mar	14,42

Figura 2. Precio promedio ponderado de AGC, con base en el cálculo presentado con los datos de la Figura 1¹¹

⁹ De acuerdo con el Documento Soporte CREG 901 177 de 2025

¹⁰ Tomado de Documento Soporte 901 177 de 2025

¹¹ Ibidem

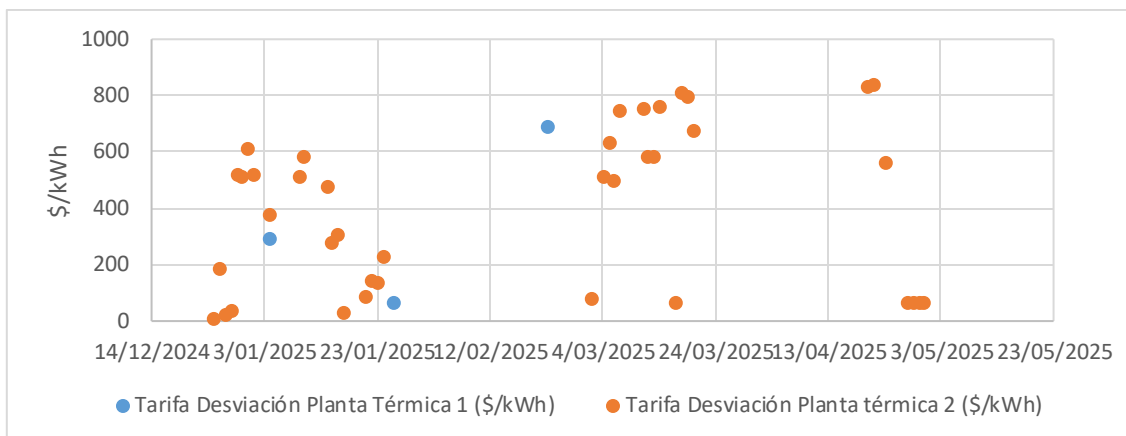


Figura 3. Precio de desviaciones aplicadas a plantas térmicas¹²

En este sentido, dada la asimetría que presenta la propuesta regulatoria con respecto a la valoración de las desviaciones entre tecnologías, consideramos adecuado que importante que el contenido del proyecto de resolución tenga un análisis de competencia por parte de la SIC, con la posterior presentación a todos los agentes.

8. Sobre la incorporación de las plantas al control automático de generación

En la propuesta regulatoria se encuentran los siguientes aspectos:

"Será una obligación que todos los recursos habilitados para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, **así como los recursos despachados centralmente y nuevas plantas despachadas centralmente que entren a operar, sean integrados a la función de control automático de generación del CND**, y puedan así recibir consignas de generación de forma automática en los ciclos de ejecución de esta función y de acuerdo con la disponibilidad y las características técnicas declaradas.

Lo anterior no corresponde a la prestación del servicio de AGC y únicamente tiene el alcance de facilitar y agilizar el envío de consignas automáticas de operación de cada cinco minutos para cumplir con el programa DEOTR, y para que el CND pueda realizar una coordinación eficiente de los recursos en el sistema usando los mismos canales de comunicación del AGC. **La integración a la función de control automático de generación por medio de AGC no será objeto de remuneración**, ni de las exigencias técnicas de desempeño consideradas en la reglamentación actual para la prestación de dicho servicio.

(...) Así mismo, las consignas de operación enviadas de forma automática por el CND, en la modalidad del DEOTR, **respetarán las características técnicas reportadas por el agente (velocidad de toma de carga y**

¹² Elaborado con base en datos XM

descarga, zonas prohibidas, mínimo técnico, disponibilidad declarada, entre otras características)”

“(…) El CND deberá realizar un reporte a la Superintendencia de Servicios Públicos de aquellos agentes que obstruyan o dilaten la anterior implementación, bajo la causal de que podrían poner en riesgo la operación segura, confiable y económica del sistema”
(Negrilla fuera de texto)

Frente a lo expuesto, creemos que la conexión de todas las plantas térmicas al control automático de generación como un mecanismo rápido para enviar las consignas operativas de las plantas de generación debe revisarse a la luz de las características técnicas de cada planta de generación, y que, si bien se menciona que dicha integración no implica la prestación del servicio de AGC, observamos un riesgo en hacer obligatoria la medida, dado que no es claro cuáles son los roles y responsabilidades del Centro Nacional de Despacho (CND) ante la operación de las plantas, en especial, ante una situación de contingencia; en cualquier caso, señalamos que la propuesta regulatoria debe priorizar la seguridad y la confiabilidad en la operación de dichas plantas, acorde a las funciones del Centro Nacional de Despacho (CND) respecto a “*coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación*”

De otro lado, si bien en el Documento Soporte se presenta un análisis de costos sencillo con respecto a la implementación del control automático de generación y se simplifica solo al sistema de comunicación, es importante resaltar que, para responder a las consignas automáticas, también deben realizarse adecuaciones a las plantas de generación, las cuales no solo no se encuentran cuantificadas, sino que serán a cargo de cada planta, dado lo indicado en la propuesta regulatoria: “*La integración a la función de control automático de generación por medio de AGC no será objeto de remuneración, ni de las exigencias técnicas de desempeño consideradas en la reglamentación actual para la prestación de dicho servicio*”. Por ello, tampoco vemos adecuado que se incluya lo relacionado con el reporte de la Superintendencia, dado que, la adecuación al control automático de generación debe ser de carácter voluntario a partir de los atributos de cada planta de generación, acorde a la experiencia internacional.

En otros mercados, por ejemplo, se ha regulado con respecto al despacho en tiempo real:

*“The CAISO will use the Real-Time Economic Dispatch (RTED) under most circumstances to optimally dispatch resources **based on their Bids**”¹³*

Por lo cual, al realizarse ofertas para el despacho económico en tiempo real es claro que es un esquema voluntario, y, de otro lado, adicional a que es voluntaria la participación en el despacho económico de operación en tiempo real, en estos mercados ya cuentan con otros servicios complementarios para realizar el balance de generación y demanda en el mercado y garantizar una operación segura de la infraestructura eléctrica en dichos mercados. Por lo anterior, consideramos adecuado que la propuesta regulatoria se revise a la luz

¹³ <https://www.caiso.com/Documents/Section34-Real-Time-Market-asof-Nov1-2023.pdf>

de lo implementado en otros mercados a nivel internacional, en el contexto del análisis beneficio/costo¹⁴.

Por su parte, debe analizarse el escenario en el cual la implementación del DEOTR puede aumentar los ciclajes de algunas plantas térmicas en el SIN, en los términos de la comunicación ANDEG 013-2024.

En todo caso, presentamos algunos aspectos adicionales a considerar desde la perspectiva de **roles y responsabilidad del CND frente al esquema de Control Automático de Generación planteado, básicamente porque la propuesta regulatoria, entendemos planteada por XM a la luz de los considerandos del documento de la Resolución CREG 701086, desconoce principios fundamentales de ingeniería de operación, ciberseguridad, aseguramiento, control de riesgos y gobernanza corporativa**, como se expone a continuación:

- Experiencia y competencia de activos de terceros. En primer lugar, sugerir que las decisiones operativas (órdenes de subir o bajar carga) sean ejecutadas directamente por el CND mediante el AGC, omite el hecho de que cada maniobra en una planta de generación es producto de un análisis técnico integral realizado por los ingenieros del cuarto de control local. Estos profesionales, con profundo conocimiento de la configuración particular, estado de equipos y comportamiento histórico de sus unidades, son quienes mejor pueden identificar condiciones atípicas o riesgos asociados a un cambio de carga, incluso cuando, desde el punto de vista del AGC, dicha maniobra sea factible.
- Desconocimiento de las condiciones de operación importantes y alarmas. El CND no tiene acceso en tiempo real a todas las señales internas y condiciones físicas de cada planta (por ejemplo: vibraciones, alarmas incipientes, condiciones de refrigeración o disponibilidad local de combustible). Tomar decisiones desde el CND sin esa visibilidad puede conducir a órdenes inadecuadas o riesgosas, que en cascada podrían generar inestabilidad del sistema por la salida forzada de unidades.
- Alteración del modelo de gestión del riesgo y responsabilidad operativa. Permitir que una parte de la operación de las plantas sea realizada por un tercero (CND) afecta directamente el modelo de gestión de riesgos operacional y de desastres, el cual se basa en la autonomía, conocimiento, competencia y trazabilidad de las decisiones internas. Una intervención externa compromete la capacidad de las plantas de generación para garantizar la integridad operativa de los activos y contradice los principios de control interno de alto estándar de los activos del SIN.

¹⁴ <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/archive/m11/m11v122-energy-and-ancillary-services-market-operations-10-01-2022.pdf>

- Incompatibilidad con pólizas de seguros vigentes. Las pólizas de seguro contratadas por la empresa para garantizar una operación segura, resiliente y confiable no contemplan que terceros ajenos a la organización tengan control sobre los activos críticos. Esta situación puede dar lugar a exclusiones de cobertura, reclamos no reconocidos o riesgos contractuales y patrimoniales significativos que afectarían la viabilidad financiera de la empresa ante eventos operacionales.
- Exposición a riesgos de ciberseguridad y control dual. Delegar operación parcial a personal del CND implica abrir canales de comunicación, control y supervisión simultánea desde ubicaciones geográficamente distintas, lo que expone a la planta a:
 - Riesgos de ciberataques,
 - Instrucciones contradictorias entre el AGC y el personal de sala de control,
 - Fallas de sincronización en la lógica de mando,
 - Pérdida de unicidad y trazabilidad de la orden operativa.

En operación de sistemas críticos, la existencia de dos centros de control simultáneos en diferentes puntos del país es inadecuada

- Contradicción con la responsabilidad legal del generador

El generador es el único agente legal y técnicamente responsable por operar su planta conforme:

- Las condiciones del fabricante
- Los estándares de confiabilidad y mantenimiento,
- Los compromisos adquiridos en el MEM.

Transferir parcialmente esa operación a un tercero crea una brecha jurídica de responsabilidad, pues ni el CND ni la CREG asumirán las consecuencias técnicas, comerciales o legales derivadas de daños, paradas forzadas o fallas inducidas.

- Posibles restricciones por parte de los fabricantes de turbinas y equipos críticos. Los contratos de mantenimiento y garantía de los fabricantes de turbinas pueden ser objeto de objeciones contractuales si se modifica el esquema de operación unilateralmente y se permite intervención directa de un tercero. Esto, podría incluso derivar en la pérdida de garantías técnicas y conflictos contractuales internacionales, afectando la disponibilidad y continuidad operativa de las unidades.

- Requerimientos de inversión no presupuestados ni remunerados en sistemas de comunicación, control y ciberseguridad. El modelo propuesto exige que las plantas estén habilitadas para recibir y ejecutar órdenes del CND con infraestructura redundante, enlaces con bajo retardo, etc. Esto, representa una inversión no contemplada en los costos reconocidos ni en los ingresos regulados.

9. Presentación del Análisis B/C completo

Si bien en el Documento Soporte se presenta una relación de costos con respecto a las unidades de comunicación necesarias para conectarse al control automático de generación:

“Ahora bien, también se conoció por parte del operador y desde su experiencia que los costos asociados a tecnología de comunicación necesaria para recibir las consignas del CND por parte de las plantas sería (radicado CREG E2025005481):

- *Aquellas plantas que no cuentan con RTU deberán adquirirla, con un costo aproximado de 10.000 USD.*
- *Se requieren dos canales de comunicación (uno a cada centro de control del CND para garantizar redundancia). El costo de un canal, la instalación, sería entre \$COP 500.000 a 10.000.000. El costo promedio de estos canales mensual es de \$COP 2.500.000 COP. Esto varía dependiendo de la ubicación de la planta.*
- *Existen costos asociados a esta infraestructura que deberán ser asumidos por los agentes de generación”*

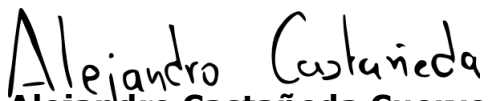
Lo anterior, muestra que solo se consideraron costos asociados a equipos de comunicación, sin embargo, también se requieren realizar adecuaciones a las plantas de manera que pueda darse la respuesta rápida requerida en el despacho de tiempo real. Por ello, todos los costos deben considerarse para realizar el análisis de beneficio costo completo, incluso, cuantificar los beneficios de la propuesta, en el contexto de lo planteado en esta comunicación, dado que en el Documento Soporte se indica: ***“Al final cuando todo este implementado, se espera el beneficio sea mayor al de no haber adecuado todos los mecanismos”***, lo que a todas luces, muestra la escasa profundidad de la propuesta planteada por la CREG y por XM, a través de la Resolución CREG 701086 de 2025.

Finalmente, solicitamos que la CREG lleve a cabo un nuevo taller donde se presenten los análisis adicionales que se requieren para garantizar una operación segura y confiable frente a una eventual modificación del modelo de despacho, como el planteado en el DEOTR, en donde se consideren: 1) los impactos sobre los recursos energéticos del SIN, 2) las necesidades de incorporación de nuevas inversiones en la infraestructura de red en el contexto de asegurar suficiencia del sistema de potencia en el SIN 3) roles, funciones y responsabilidades en un nuevo entorno de DEOTR y 4) se evalúe la viabilidad

de incorporar servicios complementarios en el SIN para la implementación efectiva del DEOTR.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos del Señor Director con sentimientos de consideración y aprecio.

Cordialmente,


Alejandro Castañeda Cuervo
Presidente Ejecutivo

Copia:

Dr. Edwin Palma Egea, Ministro, Ministerio de Minas y Energía

Dr. Jorge Cristancho, Viceministro de Energía (E)

Dr. Juan Carlos Bedoya, Jefe de Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales -OARE, MME

Dra. María Nohemí Arboleda, Gerente General, XM