

ANDEG- 065- 2025

Bogotá D.C., Julio 23 de 2025

Doctor

Antonio Jiménez Rivera

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG

Ciudad

Asunto: Comentarios sobre la Resolución CREG 701 091 de 2025 sobre regulación de autogeneración remota y productor marginal con usuarios de forma remota

Respetado Señor Director:

ANDEG y sus empresas afiliadas remitimos comentarios a la propuesta normativa del asunto, insistiendo en la importancia de preservar lo establecido en el marco normativo vigente en relación con: 1) la valoración de la capacidad de generación de respaldo (Art. 23 de la Ley 143 de 1994) y 2) el régimen tarifario para la prestación de los servicios públicos domiciliarios (Art 87 de la Ley 142 de 1994), en el contexto de no distorsionar la arquitectura del mercado eléctrico, dado que con la resolución en consulta, se está promoviendo una regulación que beneficia proyectos y/o agentes individuales, en contravía del espíritu de carácter general de la función de regulación económica¹.

Desde nuestra Asociación consideramos que la regulación debe, por regla, a cumplir el mandato regulatorio y no a que se tengan excepciones del cumplimiento de las normas que establece la Comisión de Regulación de Energía y Gas para los agentes que participan en el mercado eléctrico. De un lado, vemos un avance en esta resolución respecto a lo que plantearon en el Documento CREG 901 175 de 2025 relacionado con el pago de los cargos de red, respecto a lo que resaltamos que se haya acogido el planteamiento de ANDEG en el sentido de revisar las responsabilidades de los agentes frente a las obligaciones con el mercado de energía, sobre todo, frente a “...los cargos asociados con el acceso y uso de las redes del sistema interconectado...” (Art. 39 L143/1994).

No obstante, observamos que la resolución no es precisa en el tema del pago del recaudo del CERE por parte de agentes que participan en el mercado eléctrico que se benefician de la condición del autogenerador remoto o del productor marginal con usuarios remotos. Al respecto, creemos que el Regulador debe realizar un taller donde se presente el alcance de la Resolución propuesta respecto a los nuevos roles y responsabilidades para los agentes que prestan el servicio de confiabilidad en el sistema eléctrico. De hecho, observamos que, con la resolución propuesta, se estaría incentivando que los agentes bajo esta nueva modalidad participen en el mercado de confiabilidad exonerándolos del pago del CERE, lo cual, con esta excepción se crea una

¹ <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=93990>

distorsión frente a la norma general del esquema de recuado del CERE por parte de agentes que participan en el SIN.

En ese sentido, solicitamos que la CREG precise que el autoconsumo de los autogeneradores y productores marginales será objeto de aplicación del CERE, dado que, el desarrollo regulatorio no puede ir en contravía del marco normativo de la autogeneración establecido en la Ley 1715 de 2014 ni de la producción marginal de la Ley 142 de 1994, y, en especial, no debe distorsionarse la arquitectura del mercado eléctrico, dado que, la misma Comisión en diferentes conceptos sobre la regulación en temas comerciales de agentes autogeneradores y productores marginales², ha manifestado:

1) la frontera comercial en donde se entregan excedentes a la red y de demanda de electricidad debe ser la misma, y,

2) una vez se inyecte la energía eléctrica en la red, dicha energía hace parte del sistema interconectado nacional, independientemente del punto de entrega (STN, STR o SDL), y de esta manera, se debe aplicar la regulación vigente.

Lo anterior, es explicado desde el punto de vista técnico y físico del balance eléctrico, en donde las redes eléctricas del SIN son afectadas por cualquier inyección de energía, y esta debe ser considerada en el despacho para garantizar la adecuada operación en todo momento del sistema eléctrico, y así, llevar a cabo la planeación de corto y mediano plazo para conocer cuáles recursos de generación deben operar para garantizar la atención de la demanda, en el contexto del cumplimiento de los parámetros técnicos de los códigos de operación y de redes.

De hecho, reiteramos que, en caso que se insista en suprimir cobros asociados al componente de generación, habría un tratamiento asimétrico entre los agentes del mercado, dado que, se tendría el caso de algunos agentes que podrían pagar los cargos tarifarios acogiendo toda la regulación asociada al código de redes, código de operación y, por otro lado, otros agentes, como “free riders”, que tendrían unos incentivos desde la regulación, y ahora, desde la política pública, en particular, para no pagar los rubros asignados por ley, lo que a todas luces, va en contravía de lo expresado por la misma Corte Constitucional sobre el tema de prohibición o no gratuidad del pago de conceptos asociados a la prestación de servicios públicos, mediante Sentencia C-041 de 2003, al indicar que:

“El concepto de gratuidad de los servicios públicos ha sido abandonado en la Constitución Política de 1991 (art. 367) y ha surgido, en cabeza de los particulares, la obligación de contribuir en el financiamiento de los gastos en que incurra el prestador del servicio dentro de los criterios de justicia y equidad (arts. 95, 367, 368 y 369 C.P.). Para determinar los costos del servicio hay que tener en cuenta una serie de factores que incluyen no sólo el valor del consumo de cada usuario sino también los aspectos

² https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0006308_2022.htm

económicos que involucran su cobertura y disponibilidad permanente de manera tal que la prestación sea eficiente. (Negrilla y subrayado por fuera del texto original).

Precisamente con tal fin la Constitución prevé que sea la ley la que fije no sólo las competencias y responsabilidades en la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, sino el régimen tarifario, en el cual se tendrán en cuenta los criterios de costos, solidaridad y redistribución de ingresos.”

Insistimos que, con base en lo anteriormente expuesto, que **la Ley 142 de 1994 prohíbe la gratuidad de los servicios públicos pues ella pone en riesgo la supervivencia de la persona prestadora, comprometiendo el adecuado suministro de los mismos³**, independientemente de que las transacciones de autogeneración o producción marginal sean entre vinculados o no.

De hecho, nos llama profundamente la atención que la misma Comisión está señalando en los considerandos de la Resolución, que la primera lectura del regulador mostraba que se tenía que pagar el CERE:

“ (...) Los cargos de generación por concepto de Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE), Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI) y/o de otros componentes adicionales establecidos en el mercado, están diseñados con base en las Leyes: 142 y 143 de 1994 (CERE y AGC); 633 de 2000 y 173 de 2015 (FAZNI); 99 de 1993, 142 de 1994, 1930 de 2018, 1955 de 2019 y 2294 de 2023 (Transferencias del Sector Eléctrico).

En el primer análisis publicado por la CREG, se encontró inviable jurídicamente exonerar del pago de los anteriores conceptos a los usuarios autogeneradores o productores marginales, esto debido al origen legal de estos y las facultades de la CREG conforme a lo establecido en el artículo 338 de la Constitución Política respecto de crear o imponer el pago de contribuciones fiscales o parafiscales” Negrilla fuera del texto.

En el contexto anterior, nos sorprende en esta nueva revisión el cambio de posición de la CREG, lo cual nos preocupa desde el punto de vista de predictibilidad y coherencia del marco normativo. Consideramos fundamental que se promuevan todas las iniciativas que contribuyan a la transición energética, pero en el marco de las normas y legislación vigente sin afectar el interés general del mercado de energía. De esta manera, muy respetuosamente señalamos que con este tipo de iniciativas se está promoviendo el oportunismo regulatorio de agentes que bajo la figura de autogenerador o del productor marginal podrían hacer un “bypass” al pago de los cargos establecidos por ley del SIN, y en este sentido, no pagar el CERE, al “...inyectar energía en diferentes

³ <https://superservicios.gov.co/system/files/2022-11/CE-SSPD-20201000000174.pdf>

sitios del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y tomarla en otros puntos del mismo Sistema...”, con lo cual, reiteramos que, el enfoque del Regulador:

- 1) fomenta un nuevo agente “híbrido” que bajo la figura del autogenerador o productor marginal puede “vender” energía en diferentes puntos del SIN, lo cual amerita un análisis de competencia desde el punto de vista de integración vertical, dado que no es claro el tratamiento desde la propuesta normativa sobre los vinculados económicos,
- 2) desconoce los avances regulatorios en materia de autogeneración en el contexto de lo planteado en la Resolución CREG 024 de 2015 y Resolución CREG 174 de 2021,
- 3) el usuario medio de la red eléctrica que no tiene posibilidad de autogeneración es quien terminaría financiando los costos extras, lo cual sería injusto desde la óptica de la llamada *“transición energética justa”*

En este sentido, observamos que la propuesta de Autogenerador y productor marginal remoto, desconfigura el concepto del “autogenerador” o del “productor marginal” establecido en la legislación y regulación actual, en el marco de la definición del agente natural o jurídico que produce energía con el fin de atender sus propias necesidades. Al permitir a un “autogenerador” o a un “productor marginal” vender su energía en puntos diferentes de donde se inyecta la energía, debe considerarse la regulación económica aplicable al uso del respaldo (Res. CREG 024/15), y pagos a cargo del autogenerador (Res. CREG 024/95 y CREG 025/95).

Desde nuestro punto de vista, la propuesta normativa estaría haciendo una exención del CERE a un agente consumidor versus los demás usuarios, que sí estarían pagando el CERE bajo las mismas condiciones de participación en el mercado, dado que, el usuario medio del SIN no estaría recibiendo la energía de un autogenerador remoto/ productor marginal, con lo que la propuesta regulatoria crea una condición asimétrica, tanto del lado del agente generador como para el lado comercializador. Se debe recordar que, dado el cambio en la Regulación de la Resolución CREG 071 de 2006 con las Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025, las plantas menores también son sujetas de recaudo del CERE, con lo cual, el planteamiento del Regulador, a todas luces, distorsiona las condiciones de participación en el mercado eléctrico. Consideramos que el esquema regulatorio debe considerar lo planteado en el artículo 23 de la Ley 143 de 1994, donde se concibe que todos los agentes y usuarios que se benefician del respaldo del sistema eléctrico deben contribuir al pago del Costo de Energía de Respaldo (CERE).

Sin embargo, las recientes señales regulatorias, como las planteadas en la Resolución en consulta, están promoviendo un enfoque distinto en la concepción y valoración de proyectos de generación, específicamente, el incentivo a no asumir el pago del CERE —en ciertos escenarios regulatorios— distorsiona el principio fundamental de confiabilidad del mercado eléctrico, según el cual todos los beneficiarios de dicho atributo deben aportar al sostenimiento del mismo. Esta situación podría llevar a una evaluación financiera de los proyectos donde

la confiabilidad ya no se considera un atributo central que justifique inversiones o pagos asociados, lo cual, para el caso del SIN, es un atributo fundamental para asegurar el enfoque de la expansión de la generación.

Dado que la regulación económica establece señales de largo plazo, hacia futuro, con propuestas normativas como la planteada en la Resolución en consulta, el Regulador está impulsando un mercado con múltiples autogeneradores remotos distribuidos en el SIN, con lo cual, creemos que el Regulador debería estar planteando la evaluación de cambios en el modelo de optimización y localización de activos de generación, a partir de estudios de modernización del mercado que incluyan el análisis y viabilidad de la implementación de precios nodales en el SIN, incluso, en el sentido de lo planteado por la Misión de Transformación Energética⁴:

"(...) el estado final del diseño del mercado de corto plazo debe incluir precios nodales de energía, en mercados diferenciados, con el precio nodal utilizado para liquidar los recursos de oferta y demanda en cada mercado, y un precio zonal integrado basado en los precios nodales utilizados para liquidar la demanda inelástica. El precio nodal debe incluir componentes de energía marginal, congestión marginal, y de pérdida marginal."

Reiteramos oportuno que se revise el concepto autogenerador planteado en la resolución y en la normativa precedente, a la luz de lo señalado en la Ley 1715 de 2014 en torno al concepto de autogeneración, cuyo principal objetivo es que no sea necesario el uso de las redes de transmisión y distribución, con lo cual, para todos los efectos, si un agente inyecta energía, usa el activo de transmisión y distribución, también debe pagar los cargos asociados con ley, tal como la CREG misma lo ha expuesto en los Documentos CREG 901 171 de 2025, Documento Soporte CREG 901 125 de 2025 y los considerandos de la Resolución CREG 701 091 de 2025. En adición, desde el punto de vista técnico, debe revisarse la capacidad que pueden soportar en los diferentes nodos en la red eléctrica, desde el punto de vista de sistemas de potencia, dado que activos de uso pueden verse afectados con la inyección de una capacidad mayor de energía, en el caso de autogeneradores remotos y/o productores marginales remotos.

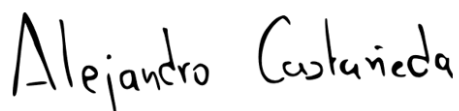
Por su parte, dadas las asimetrías que fomenta el proyecto de Resolución con respecto al tratamiento del CERE, solicitamos a la Comisión que se agote el procedimiento de la Abogacía de la competencia en la Superintendencia de Industria y Comercio de la presente Resolución en consulta, dado que, las reglas que se pretenden implementar afectan los incentivos de participación en el mercado. A su vez, se debe llevar a cabo un análisis de competencia desde la perspectiva de integración vertical, dado que, no es claro el tratamiento desde la regulación sobre los vinculados económicos a la luz de lo presentado en la Resolución con respecto a los productores marginales.

⁴ https://minenergia.gov.co/documents/6715/Informes_segunda_fase_MTE.pdf

Finalmente, desde ANDEG reiteramos que, con el objetivo de preservar la arquitectura institucional del sector eléctrico, es el Regulador quien debe liderar el diseño tarifario. Este proceso debe avanzar, por un lado, mediante el fortalecimiento del mercado de corto plazo, el desarrollo de servicios complementarios y la consolidación del usuario como "prosumidor", de modo que aquellos con capacidad de entregar excedentes de generación puedan contar con herramientas de comercialización efectivas ante el SIN. Por otro lado, es importante recordar que la Ley 1715 de 2014 estableció un marco normativo específico para la entrega de excedentes de energía. Con lo anterior, solicitamos adicionalmente una ampliación del plazo de comentarios de la Resolución hasta por 30 días hábiles y reiteramos la necesidad de realizar un taller para que se discuta en un escenario abierto el contenido de la propuesta normativa.

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
Dra. Cielo Rusinque, Superintendente, Superintendencia de Industria y Comercio
Dra. Karen Schutt, Viceministra de Energía, Ministerio de Minas y Energía
Dr. Juan Carlos Bedoya, Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales,
Ministerio de Minas y Energía