Comisión de Regulación de Energía y Gas

# PROYECTO DE RESOLUCIÓN No. 701 160 DE 2026

## (29 OCT. 2026)

Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468
2026-11-09T11:40:13-05:00 - Pagina 1 de 19

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 1508 del 29 de octubre de 2026, aprobó someter a consulta pública el presente proyecto de resolución por el término de cinco (5) días calendario, contados a partir del día siguiente de la publicación en el portal web de la CREG, en aplicación de lo dispuesto en el numeral 4 del artículo 2.1.2.1.1.3.3 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 05 de 2025, y el artículo 34 de la Resolución CREG 105 003 de 2023.

Este plazo se estableció considerando que las propuestas están enmarcadas en las medidas transitorias para la atención del evento climático del fenómeno de El Niño, las expectativas anunciadas por el lDEAM y el desempeño de las variables energéticas del sistema que se ilustran en el documento soporte que acompaña esta resolución.

Se invita a las empresas, los usuarios, las autoridades y demás partes interesadas a presentar sus observaciones y sugerencias dentro del plazo establecido, mediante comunicaciones electrónicas dirigidas a la Dirección Ejecutiva de la CREG, a la cuenta creg@creg.gov.co, en el formato Excel adjunto a esta Resolución, identificando el mensaje con el siguiente asunto: "Comentarios sobre la Resolución CREG 701 160 de 2026".

En el Documento CREG 901 452 de 2026, se exponen los análisis y la justificación de la propuesta regulatoria que se somete al proceso de consulta pública.

Al vencimiento de la consulta pública, la CREG determinará si el proyecto debe ser informado a la Superintendencia de Industria y Comercio, para el ejercicio de la Abogacía de la Competencia, con fundamento en las disposiciones del Decreto 1074 de 2015, artículo 2.2.2.30.5.

*"Por la cual se genera un incentivo para la entrada de autogeneración a pequeña escala y autogeneración colectiva de comunidades energéticas para mitigar impactos del fenómeno de El Niño y ayudar en déficit de energía firme del cargo por confiabilidad hasta 2030"*

## PROYECTO DE RESOLUCIÓN

"Por la cual se genera un incentivo para la entrada de autogeneración a pequeña escala y autogeneración colectiva de comunidades energéticas para mitigar impactos del fenómeno de El Niño y ayudar en déficit de energía firme del cargo por confiabilidad hasta 2030"

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468
2026-11-09T11:40:13-05:00 - Pagina 2 de 19

## LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de las facultades legales conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y por los Decretos 1524 y 2253 de 1994, 1260 de 2013 y 1073 de 2015.

## CONSIDERANDO QUE:

El artículo 365 de la Constitución Política establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es deber de este asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

El artículo 370 de la Constitución Política asigna al Presidente de la República la función de señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios.

Según la Ley 142 de 1994, artículo 74, son funciones y facultades especiales de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), entre otras, las de regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente; propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. Así mismo, tiene la función de establecer los criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas, y entre éstas y los grandes usuarios.

El literal b) del artículo mencionado atribuye a la CREG la facultad de expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad, uso eficiente de energía, y de establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas, y entre éstas y los grandes usuarios.

Por principio de eficiencia económica, según el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, se entiende: "(...) que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades

*"Por la cual se genera un incentivo para la entrada de autogeneración a pequeña escala y autogeneración colectiva de comunidades energéticas para mitigar impactos del fenómeno de El Niño y ayudar en déficit de energía firme del cargo por confiabilidad hasta 2030"*

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468
2026-11-09T11:40:13-05:00 - Pagina 3 de 19

provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste".

El artículo 2 de la Ley 143 de 1994 establece que corresponde al Estado, en relación con el servicio de energía, garantizar la prestación continua e ininterrumpida del servicio.

El artículo 4 de la Ley 143 de 1994 señala que uno de los objetivos del Estado con respecto al servicio de energía es abastecer la demanda de electricidad "en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país".

El artículo 11 de la Ley 143 de 1994 define el concepto de autogenerador como aquel generador que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades-

Así mismo, el artículo 20 de la Ley 143 de 1994 definió como objetivo fundamental de la regulación en el sector eléctrico asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio.

Para el cumplimiento del objetivo señalado, el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 le atribuyó a la CREG, entre otras, las funciones de crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia.

El Gobierno nacional expidió la Ley 1715 de 2014, la cual tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el Sistema Energético Nacional, el cual está conformado por el Sistema Interconectado Nacional (SIN), las Zonas No Interconectadas (ZNI), las redes nacionales de transporte y distribución de hidrocarburos y gas natural, las refinerías, los yacimientos petroleros y las minas de carbón, según lo contemplado en el artículo 5o numeral 21 de la citada Ley.

Así mismo, el artículo 6o de la Ley 1715 de 2014 autoriza la entrega de excedentes de energía a la red por parte de los autogeneradores, y le otorga a la CREG la facultad de establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración y de la generación distribuida.

En particular, para la Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE), la Ley 1715 de 2014 determinó que los elementos para promover esta actividad deben tener en cuenta la definición de mecanismos simplificados de conexión y la entrega de excedentes, así como la aceptación de medidores bidireccionales de bajo costo para esta actividad.

*"Por la cual se genera un incentivo para la entrada de autogeneración a pequeña escala y autogeneración colectiva de comunidades energéticas para mitigar impactos del fenómeno de El Niño y ayudar en déficit de energía firme del cargo por confiabilidad hasta 2030"*

La Ley 1715 de 2014 en su artículo 8o, le confirió a la CREG la facultad de definir las normas para la remuneración de los excedentes que generen autogeneradores de pequeña escala, que utilicen Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, FNCER, los cuales se reconocerán mediante un esquema bidireccional como créditos de energía.

En cumplimiento de lo dispuesto en el literal b del numeral 3 del artículo 6o de la Ley 1715 de 2014, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) definió mediante Resolución UPME 281 de 2015 el límite máximo de potencia para autogeneración a pequeña escala, equivalente a 1 MW, el cual corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador.

Mediante la Resoluciones 084 de 1996 y 024 de 2015, la CREG reguló las actividades del autogenerador conectado al SIN.

La Ley 2099 de 2021 dispuso que los autogeneradores de propiedad de productores de petróleo y/o gas natural pueden vender sus excedentes al mercado mayorista a través de empresas facultadas para ello.

El Ministerio de Minas y Energía (MME), mediante el Decreto 348 de 2017, estableció los lineamientos de política pública frente a las condiciones simplificadas para la autogeneración, en términos de la medición, la conexión, el contrato de respaldo, y la entrega de excedentes y su respectiva liquidación.

El Decreto 348 de 2017 dispone que para la autogeneración a pequeña escala que utilice FNCER, los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía.

Para la regulación de la autogeneración a pequeña escala, la CREG debe aplicar los criterios definidos en la Ley 1715 de 2014 y Ley 2099 de 2021, así como los establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994.

La Comisión expidió la Resolución CREG 174 de 2021 "Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional"

El artículo 235 de la Ley 2294 de 2023, adicionó al artículo 5o de la Ley 1715 de 2014, el numeral 25, definiendo las Comunidades Energéticas.

Mediante el Decreto 2236 de 2023, por el cual se adiciona al Decreto 1073 de 2015 con el fin de reglamentar parcialmente el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 en lo relacionado con las Comunidades Energéticas en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia, se determinó la naturaleza jurídica y los objetivos de las Comunidades Energéticas.

El citado decreto señala que las Comunidades Energéticas a que hace referencia el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023, son una modalidad especial del género de comunidades organizadas señaladas en el numeral 15.4 del artículo 15 de la Ley 142 de 1994, y en consecuencia, tienen reconocimiento

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468
2026-11-09T11:40:13-05:00 - Pagina 4 de 19

Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468
2026-11-09T11:40:13-05:00 - Pagina 5 de 19

legal y constitucional como prestadoras de servicios públicos en los términos del artículo 365 de la Constitución Política.

El artículo 2.2.9.1.13 del Decreto 2236 de 2023 señala que "(...) la UPME definirá lo relativo al límite máximo de potencia y dispersión en áreas urbanas y rurales" y que "la CREG establecerá los términos y condiciones para asegurar el acceso y conexión a las redes eléctricas de conformidad con los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio".

En cumplimiento de lo dispuesto en el citado artículo, la UPME mediante la Resolución UPME 501 de 2024, por la cual se establecen los límites máximos de potencia y dispersión de Autogenerador Colectivo y Generador Distribuido Colectivo de que trata el Decreto número 2236 de 2023, estableció en su artículo 2o lo siguiente: "El límite máximo de potencia de la actividad de Autogeneración Colectiva (AGRC) y Generación Distribuida Colectiva (GDC) en áreas urbanas y rurales será menor a 5MW, y corresponderá a la capacidad instalada de la unidad de generación o a la sumatoria de las capacidades instaladas de las unidades de generación del Autogenerador Colectivo o Generador Distribuido Colectivo".

Así mismo, respecto de la dispersión, la precitada resolución establece, en su artículo 3, que "La máxima dispersión, en áreas urbanas y rurales del SIN, de la actividad Autogeneración Colectiva (AGRC) y Generación Distribuida Colectiva (GDC), estará limitada a que la capacidad instalada de la unidad de generación o la sumatoria de las capacidades de generación y sus usuarios pertenezcan al mismo mercado de comercialización y se encuentren inmersos en el mismo Sistema de Distribución Local (SDL)".

La CREG expidió la Resolución CREG 101 072 de 2025 "Por la cual se armoniza la regulación para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Energético Nacional y se dictan otras disposiciones."

Esta resolución modificó, entre otras cosas, los artículos 22, 23 y 25 de la Resolución CREG 174 de 2021 donde estableció que: i) el precio de venta de la energía entregada a la red por un GD, en términos del promedio ponderado de contratos (Mc), en lugar de precio de bolsa horario (Pb) y ii) el precio de compra de excedentes tipo 2 (Exc2) del AGPE, en términos del promedio ponderado de contratos (Mc), en lugar de precio de bolsa horario (Pb).

Adicionalmente, la Resolución CREG 101 087 de 2025 realizó un alcance sobre las reglas transitorias de aplicación del Crédito de Energía en AGPE y miembros de un AC y la valoración de los excedentes que superan dicho crédito.

Así mismo, el artículo 13 de la Resolución CREG 101 072 de 2025 estableció que la metodología para el traslado del costo de compras de energía a los Autogeneradores Colectivos (AC) y a los Generadores Distribuidos Colectivos (GDC), se haría en resolución aparte, lo que permite trasladar al componente de Generación del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) los componentes de traslado de compras de energía de AC y GDC similar a como

se hace actualmente con la energía comprada a los AGPE y GD a través del Anexo 1 de la Resolución CREG 174 de 2021.

El Boletín de Seguimiento al Ciclo ENOS n.° 217 publicado el 20 de octubre de 2026 por el IDEAM indica que han persistido las condiciones tipo Niño y menciona que:

> *«Condiciones futuras De acuerdo con los análisis publicados por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) El Niño alcanzará una intensidad muy fuerte e incrementará el riesgo de que se produzcan fenómenos meteorológicos extremos hasta entrado 2027. Por su parte, la NOAA indicó en su informe más reciente que El Niño continúa intensificándose. Asimismo, proyecta una probabilidad superior al 90% de que alcance la categoría muy fuerte durante el otoño e invierno del hemisferio norte de 2026-2027, y estima con una probabilidad del 69% que este episodio supere en intensidad a los eventos El Niño registrados desde 1950»*

Según la información reportada por XM S.A. E.S.P. en su boletín 364 de 16 de octubre de 2026, se tiene:

> *«El Sistema está recibiendo menos agua. Los aportes acumulados actuales presentan una diferencia de 4,064 GWh con relación a El Niño 15-16 para la presente estación de invierno. Aproximadamente 16 días de atención de demanda»*
>
> *«Se proyecta un crecimiento sostenido. Se siguen presentando consumos históricos y es urgente que se empiece a gestionar el consumo eficiente de energía. »*
>
> *«Por cada aumento de 2% en la demanda se desembalsa 5% adicional al final del verano»*
>
> *«El Pacífico está marcando una señal excepcional. Las temperaturas de junio a agosto están en niveles sin precedentes en los registros comparados».*
>
> *«Los estudios energéticos muestran que ante series deficitarias los valores de embalses evolucionan por debajo de los mínimos históricos observados en fenómenos de El Niño anteriores. »*
>
> *«Riesgo por déficit de energía país:*
>
> - *De materializarse el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de acuerdo con el escenario medio de la UPME.*
> - *De continuar con aportes hídricos inferiores a los que se presentaron en el verano 2015-2016 o de prolongarse la condición deficitaria.*
> - *Si la generación térmica no logra superar los 85 GWh/día promedio desde ahora hasta abril de 2027 de forma continua.*
> - *Sin considerar eventos adicionales o cambios operativos que afecten el Sistema Interconectado Nacional.*

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468
2026-11-09T11:40:13-05:00 - Pagina 6 de 19

*"Por la cual se genera un incentivo para la entrada de autogeneración a pequeña escala y autogeneración colectiva de comunidades energéticas para mitigar impactos del fenómeno de El Niño y ayudar en déficit de energía firme del cargo por confiabilidad hasta 2030"*

- *Para que el embalse parcial no descienda por debajo del 30 % definido por la CREG en la Resolución 101 127 de 2026.*

*Como resultado, el Sistema no estaría en capacidad de atender de forma segura y confiable la demanda de energía en Colombia, durante el verano 2026-2027»*

Adicionalmente, en el boletín 365, semana del 19 al 23 de octubre de 2026, se encuentran conclusiones similares al boletín 364.

La experiencia acumulada durante los eventos del Fenómeno de El Niño de 2015-2016 y 2023-2024 ha evidenciado que la gestión anticipativa de las reservas hídricas y la provisión oportuna de señales regulatorias son determinantes para preservar la confiabilidad del sistema y evitar situaciones de estrés operativo, y que el esquema vigente, antes de su activación, no permite retener el agua ni elevar el embalse al nivel requerido y, una vez activado, no asegura que la generación térmica objetivo del despacho ideal se refleje en la operación real.

El Centro Nacional de Despacho (CND), mediante la comunicación con radicado CREG E2026004116, presentó a la Comisión sus recomendaciones para preservar la confiabilidad energética del Sistema Interconectado Nacional, en las que evidencia una creciente dependencia del parque de generación térmica tanto en escenarios de hidrología crítica como para la atención de la demanda en períodos de punta, así como un uso cada vez más intensivo de las reservas hídricas, asociado al crecimiento de la demanda, a los atrasos en la expansión de la generación y la transmisión y a las restricciones en la disponibilidad de combustibles para la generación de energía eléctrica.

En el último balance de energía firme que realizó la Comisión para los periodos cargo 2025-2026 a 2029-2030 considerando las asignaciones a plantas existentes en el periodo 2028-2029 y la energía firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC) declarada de las plantas no despachadas centralmente que atienden contratos, se tiene que persiste un déficit de Obligaciones de Energía Firme (OEF) y de ENFICC para los periodos respecto del escenario medio de demanda proyectado por la UPME; para los períodos 2025-2026, 2026-2027, 2027-2028 y 2029-2030, las OEF alcanzan aproximadamente 238.8, 242.9, 249.2 y 246.5 GWh-día, respectivamente, lo que representa déficits de aproximadamente 6.5, 11.6, 8.5 y 27.3 GWh-día frente a la demanda media.

En esta resolución también se incluye una regla de la medida para los usuarios miembros de autogeneración colectiva de que trata la Resolución CREG 101 072 de 2025, esto, permitiendo que para aquellos puntos de conexión que solo tienen consumo conserven su sistema de medición existente. Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión viene analizando la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) y los ajustes necesarios a la Resolución CREG 101 001 de 2022, con el objeto de iniciar de planes de implementación de este tipo de medición y se espera que los usuarios integrantes de AC y AGPE sean priorizados, lo cual permitiría contar con

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468
2026-11-09T11:40:13-05:00 - Pagina 7 de 19

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468
2026-11-09T11:40:13-05:00 - Pagina 8 de 19

mediciones horarias para la liquidación de los excedentes y balance del mercado.

En criterio de esta Comisión y con los objetivos de tener energía adicional en el sistema en el corto (6 meses) y mediano plazo (36 meses), y teniendo en cuenta que, con base en la situación energética actual es imprevisible determinar los aportes hídricos y el crecimiento de la demanda de energía en el plazo inmediato, así como el nivel de los embalses respecto de la senda referencia en el corto plazo, y anticipando los irresistibles efectos del inminente fenómeno de El Niño que el Climate Prediction Center de la NOAA y el IDEAM anuncian, se hace necesario adoptar de forma inmediata nuevos mecanismos para incentivar la entrada de más generación en el sistema, lo cual se realizaría con esta resolución por medio de atraer nueva autogeneración a pequeña escala y autogeneración colectiva de comunidades energéticas, con el fin de apoyar y aportar en la seguridad en el suministro de energía eléctrica durante la ocurrencia del fenómeno de El Niño 2026-2027.

Conforme a lo anterior, la CREG en su Sesión No. 1XXX del XX de XXXXX de 2026, aprobó expedir la presente resolución.

Por lo expuesto anteriormente,

**RESUELVE:**

**Artículo 1. Objeto y ámbito de aplicación.** La presente resolución es transitoria para mitigar impactos de fenómeno de El Niño y déficit de energía firme del cargo por confiabilidad hasta 2030, buscando la incorporación de energía adicional en el SIN y tiene por objeto y ámbito de aplicación:

I. Incentivar la entrada en operación de autogeneradores a pequeña escala (AGPE) con capacidad entre 0,1MW y 1MW de la que trata la Resolución CREG 174 de 2021.
II. Incentivar la entrada en operación de Autogeneradores Colectivos (AC) de los que trata la Resolución CREG 101 072 de 2025 cuya capacidad instalada agregada de los activos de generación sea hasta 1 MW.

Los anteriores recursos aplicarán las Resoluciones CREG 174 de 2021 y 101 072 de 2025, según corresponda, y aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, y las complementarias reguladas en la presente resolución.

**Artículo 2. Reconocimiento de excedentes de usuarios AGPE y AC que utilizan FNCER y tienen capacidad instalada o nominal mayor 0,1 MW y menor 1 MW.** Para los usuarios AGPE y los AC de los que trata el numeral 2 Caso 2 del artículo 20 de la Resolución CREG 101 072 de 2025 que cumplan las condiciones aquí listadas, podrán acceder transitoriamente y por el periodo indicado en este artículo al reconocimiento de excedentes del que trata el Anexo 1 de esta resolución:

*"Por la cual se genera un incentivo para la entrada de autogeneración a pequeña escala y autogeneración colectiva de comunidades energéticas para mitigar impactos del fenómeno de El Niño y ayudar en déficit de energía firme del cargo por confiabilidad hasta 2030"*

a) El proyecto que entre en operación comercial dentro de los 6 meses siguientes a la expedición de la presente resolución, el crédito de energía referido será aplicado por un tiempo de 24 meses.

   El proyecto que entre en operación comercial después de 6 meses siguientes a la expedición de la presente resolución y antes de 36 meses, el crédito de energía referido será aplicado por un tiempo de 12 meses.

b) Una vez iniciada una solicitud de conexión, no se podrá cancelar para realizar una nueva solicitud con el único fin de acceder al incentivo. Los OR podrán negar la nueva solicitud si identifican que se busca este fin.

   Los AGPE y AC existentes no podrán retirarse de realizar la actividad de autogeneración a pequeña escala o de Autogeneración Colectiva para reiniciarla y así acceder al presente incentivo.

c) Solo aplicará para proyectos nuevos (puede ser nuevo registro o un registro o solicitud de conexión que se encuentre actualmente en curso que no haya entrado en operación comercial) o las ampliaciones de las instalaciones existentes que sean superiores al 30% de la capacidad nominal o instalada. Este último se verifica con el literal viii) del anexo 5 de la Resolución CREG 174 de 2021 y sin superar la capacidad máxima para ser catalogado como AGPE.

   Los solicitantes que se encuentren en un procedimiento de conexión en curso y que no hayan entrado en operación comercial, deberán dar aviso al agente comercializador que los represente de que se acogerán a estas reglas en caso de que logren entrar en operación en el tiempo especificado. Esto deberá ser realizado antes de entrar en operación comercial.

d) Los AGPE y AC que se acojan a lo dispuesto en el presente artículo deberán vender sus excedentes de autogeneración al comercializador integrado con el operador de red del mercado de comercialización correspondiente por el periodo definido conforme al literal a) anterior. De forma posterior, agotado el tiempo de que trata el literal a), podrán decidir si continuar con el mismo comercializador u otro, de acuerdo con el Crédito de Energía que se encuentre vigente según la capacidad instalada o nominal.

**Parágrafo.** El agente comercializador representante continuará aplicando las variables de traslado de compras de energía AGPE de que trata el Anexo 1 de

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468
2026-11-09T11:40:13-05:00 - Pagina 9 de 19

*"Por la cual se genera un incentivo para la entrada de autogeneración a pequeña escala y autogeneración colectiva de comunidades energéticas para mitigar impactos del fenómeno de El Niño y ayudar en déficit de energía firme del cargo por confiabilidad hasta 2030"*

la Resolución CREG 174 de 2021, incorporando los AGPE de que trata este artículo en las variables que correspondan con el crédito de energía asignado.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468
2026-11-09T11:40:13-05:00 - Pagina 10 de 19

**Artículo 3. Regla transitoria para el valor del cargo por disponibilidad de capacidad de respaldo de la red.** Transitoriamente y por el tiempo definido en el literal a) del artículo 2, los AGPE de capacidad instalada o nominal mayor a 100 kW y menor o igual 1 MW y para los usuarios de una AC cuyo punto de conexión corresponde al definido en el literal c) del artículo 6 de la Resolución CREG 101 072 de 2025, que apliquen el artículo 2, suscribirán sus contratos de respaldo de que trata el Capítulo 10 de la Resolución CREG 015 de 2018 por un valor de cero pesos. Una vez finalizado el plazo, los contratos de respaldo deberán actualizarse para reflejar la cantidad de respaldo requerida por el usuario y sujeta a la disponibilidad técnica del OR en los términos de la Resolución CREG 015 de 2018 o aquella que la sustituya, modifique o complemente.

**Artículo 4. Tiempo de la visita de conexión para AGPE de que trata el artículo 2 de esta resolución.** Para los AGPE y usuarios miembros de una AC que apliquen el artículo 2 de esta resolución y en aplicación de la etapa v) del Anexo 5 de la Resolución CREG 174 de 2021 para la solicitud de entrada en operación, el OR deberá realizar la visita para la conexión, pruebas y entrada en operación comercial en un plazo de 3 días hábiles siguientes luego de que el usuario la solicite. En aplicación de lo anterior el OR podrá cobrar la visita de la conexión, incluso desde la primera visita. Se podrá cobrar el costo equivalente al de una (1) conexión el cual es equivalente al costo de la revisión de la instalación de la conexión de que trata la Resolución CREG 225 de 1997 o aquella que la modifique o sustituya.

**Artículo 5. Regla transitoria para los requisitos de medición de los usuarios pertenecientes a un AC del mismo SDL atendida por el comercializador integrado con el OR.** Los usuarios pertenecientes a un AC atendido por el comercializador integrado con el Operador de Red (OR) que entre en operación comercial dentro de los treinta y seis (36) meses siguientes contados a partir de la fecha de expedición de la presente resolución y cuyo punto de conexión corresponda al establecido en el literal b) del artículo 6 de la Resolución CREG 101 072 de 2025, no tiene la obligación de modificar sus condiciones de medición existentes hasta tanto el usuario sea incluido en el plan de despliegue de la Infraestructura de Medición Avanzada.

**Parágrafo.** Una vez pasados los treinta y seis (36) meses, los nuevos integrantes del AC de los que trata este artículo deberán atender lo dispuesto en el literal g) del artículo 8 de la Resolución CREG 101 072 de 2025.

*"Por la cual se genera un incentivo para la entrada de autogeneración a pequeña escala y autogeneración colectiva de comunidades energéticas para mitigar impactos del fenómeno de El Niño y ayudar en déficit de energía firme del cargo por confiabilidad hasta 2030"*

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468
2026-11-09T11:40:13-05:00 - Pagina 11 de 19

**Artículo 6. Regla transitoria para la liquidación de los excedentes de energía a los AC.** La liquidación de los excedentes de energía de los AC que usen la regla del artículo 5 de esta resolución aplicarán las reglas de este artículo.

Para la distribución y comercialización de energía excedentaria de los AC de que tratan los numerales 1 (Caso 1) y 2 (Caso 2) del artículo 20 de la Resolución CREG 101 072 de 2025 y conforme al capítulo V de la Resolución CREG 174 de 2021, se deberá asociar el AC con la regulación aplicable a un AGPE. No será necesario que el comercializador unifique los ciclos de facturación para todos los usuarios pertenecientes al AC, sujeto a las siguientes disposiciones:

1. El cálculo de los excedentes de un AC asignables al usuario *u* miembro de la comunidad energética se realiza de acuerdo con la siguiente expresión.

$$ExcAC_{i,j,m,h,u} = PDE_{i,j,u} * \sum_{u=1}^{U} Exc_{i,j,m-1,h,u}$$

Donde:

$ExcAC_{i,j,,m,h,u}$: Excedente de energía asignable al usuario con frontera comercial *u*, en el mes *m,* hora *h*, perteneciente al AC*,* que se encuentra en el mercado de comercialización *j* y que es atendido por el comercializador integrado por el operador de red *i,* en kWh.

$PDE_{i,j,u}$ Porcentaje de Distribución de los Excedentes (PDE) del AC*,* del que trata el artículo 19 de la resolución CREG 101 072 de 2025.

*U* Número total de fronteras comerciales asociados al AC con entrega de excedentes en el mercado de comercialización *j* por el comercializador integrado con el operador de red *i*.

$Exc_{i,j,m-1,h,u}$: Excedente de energía en el mes *m-1, en la hora h,* en la frontera de comercialización del usuario *u*, perteneciente al AC que se encuentra en el mercado de comercialización *j* y que es atendido por el comercializador integrado con el OR *i,* en kWh. Para esta variable, las fronteras de comercialización *u* sin entrega de excedentes, aquellas que solo tienen consumo, tendrán un valor asignable al interior de la sumatoria en la fórmula de cero.

*"Por la cual se genera un incentivo para la entrada de autogeneración a pequeña escala y autogeneración colectiva de comunidades energéticas para mitigar impactos del fenómeno de El Niño y ayudar en déficit de energía firme del cargo por confiabilidad hasta 2030"*

2. El cálculo de los excedentes asociados a la variable $Exc1_{i,j,m,u}$ y $Exc2_{i,j,m,h,u}$ para los usuarios pertenecientes al AC se calculará conforme lo establece el Anexo 2 de la presente resolución.

**Artículo 7. Reporte del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).** El ASIC deberá reportar a la CREG cada 6 meses a partir de expedida esta resolución, el reporte de la energía inyectada de forma mensual por los AGPE y AC que apliquen la presente resolución, así como el número de AGPE y AC registrados con sus capacidades nominales. Para tal fin, el ASIC deberá solicitar la información que corresponda a los agentes del mercado con el fin de completar la información del presente artículo en los formatos y plazos que el ASIC establezca.

**Artículo 8. Vigencia.** La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial

Dada en Bogotá, D.C., a los xxxxxx (x) días del mes de octubre de 2026.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468
2026-11-09T11:40:13-05:00 - Pagina 12 de 19

*"Por la cual se genera un incentivo para la entrada de autogeneración a pequeña escala y autogeneración colectiva de comunidades energéticas para mitigar impactos del fenómeno de El Niño y ayudar en déficit de energía firme del cargo por confiabilidad hasta 2030"*

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468
2026-11-09T11:40:13-05:00 - Pagina 13 de 19

## Anexo 1

## LIQUIDACIÓN DE EXCEDENTES PARA AGPE Y AC DURANTE LAS REGLAS TRANSITORIAS DURANTE EL FENÓMENO DEL NIÑO ESTABLECIDAS EN LA PRESENTE RESOLUCIÓN

Al cierre de cada período de facturación, los excedentes de un AGPE y un usuario integrante de un AC se categorizarán en dos tipos de excedentes: i) los excedentes acumulados que igualan la importación y que se reconocerán como créditos de energía al AGPE o al usuario miembro de la AC que utiliza FNCER y ii) los excedentes que superan la importación, que se valorarán al precio de bolsa horario.

Lo anterior, de acuerdo con las siguientes reglas:

1) Para el AGPE y usuario integrante de un AC de los que trata la presente resolución por el periodo indicado:

a) Crédito de Energía

Los excedentes acumulados de energía que sean menores o iguales a su importación de energía de la red serán permutados, en la misma cantidad, por su importación de energía eléctrica de la red en el período de facturación.

Por los excedentes de energía acumulados que sean permutados, el comercializador cobrará al AGPE o al usuario miembro de la AC por cada kWh el costo de comercialización que corresponde al componente $Cv_{m,i,j}$ de la Resolución CREG 119 de 2007. Si es un usuario no regulado, el costo de comercialización $Cv_{m,i,j}$ corresponde al costo pactado.

b) Valoración horaria

Para las cantidades de excedentes de energía que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el período de facturación se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente.

Cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución CREG 071 de 2006, el precio de remuneración de la energía, según aplique: i) no podrá superar el precio de escasez ponderado o ii) no podrá superar el precio de las transacciones en bolsa que le aplique según el precio de escasez activado.

*"Por la cual se genera un incentivo para la entrada de autogeneración a pequeña escala y autogeneración colectiva de comunidades energéticas para mitigar impactos del fenómeno de El Niño y ayudar en déficit de energía firme del cargo por confiabilidad hasta 2030"*

## Anexo 2

## INFORMACIÓN AL AGPE Y USUARIO INTEGRANTE DE UN AC POR LA ENTREGA DE EXCEDENTES

El comercializador integrado con el operador de red que recibe energía de un AGPE o un AC es el responsable de la liquidación, incorporando en cada factura información detallada de importaciones y excedentes de energía, cobros, valor a pagar al usuario por parte del comercializador, entre otros, según corresponda, de acuerdo con los lineamientos de este artículo.

El comercializador tiene la obligación de informar en cada factura del usuario AGPE o del usuario miembro de la AC, de manera individual, los valores de acuerdo con la valoración de los excedentes de energía, tales como las cantidades asociadas a créditos de energía y las cantidades restantes, que se indican a continuación:

$$VE_{i,j,n,m,u} = \left(Exc1_{i,j,m,u} - Imp_{i,j,m,u}\right) * CUv_{n,m,i,j} - \left[Exc1_{i,j,m,u} * Cv_{m,i,j}\right] + \sum_{h=hx,hx+1,\ldots,H} Exc2_{i,j,m,h,u} * Pbolsa_{h,m}$$

Donde:

*i*: Comercializador *i* integrado con el operador de red
*j*: Mercado de comercialización *j*
*n*: Nivel de tensión *n*
*h*: Hora *h*
*H:* Número total de horas del mes m-1
*m*: Mes *m* para el cual se calcula la valoración del excedente.
u: Usuario *u*

*hx:* Es la hora cuando los Excedentes de Energía Horarios Acumulados (EEHA) igualan o sobrepasan la cantidad de importación total ($Imp_{i,j,m,u}$) de energía en el mes m. La EEHA se calcula de forma dinámica, como la suma de energía entregada a la red en cada una de las horas en el mes *m* y a partir de la primera hora de inicio del mismo. La anterior acumulación horaria de entrega de energía a la red se realiza hasta que para una hora *h* dada se alcance o sobrepase el valor de importación total ($Imp_{i,j,m,u}$) en el mes m.

Para el cálculo anterior de la EEHA en un usuario miembro de una AC se usa la variable $ExcAC_{i,j,m,h,u}$ de que trata esta resolución. En este caso la variable *hx* es la hora cuando los EEHA del mes *m-1* iguala o sobrepasa la cantidad de importación total ($Imp_{i,j,m,u}$) de energía en el mes m.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468
2026-11-09T11:40:13-05:00 - Pagina 14 de 19

Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468
2026-11-09T11:40:13-05:00 - Pagina 15 de 19

*"Por la cual se genera un incentivo para la entrada de autogeneración a pequeña escala y autogeneración colectiva de comunidades energéticas para mitigar impactos del fenómeno de El Niño y ayudar en déficit de energía firme del cargo por confiabilidad hasta 2030"*

---

$VE_{i,j,n,m,u}$: Valoración del excedente del AGPE *u* o usuario miembro de la AC *u* (en $), en el mes m, que se encuentra en el nivel de tensión *n,* en el mercado de comercialización *j* y que es atendido por el comercializador *i* integrado por el operador de red. Es ingreso para el usuario cuando esta variable sea mayor a cero.

$Exc1_{i,j,m,u}$: Excedente de energía horaria acumulada en el mes *m* con fines de uso para el crédito de energía para el usuario *u*, que se encuentra en el mercado de comercialización *j* y que es atendido por el comercializador *i* integrado con el Operador de Red*,* en kWh. Se calcula como la suma de energía entregada a la red en todas las horas del mes m, iniciando a partir de la primera hora de dicho mes y que como máximo podría llegar al valor de $Imp_{i,j,m,u}$. Por lo anterior, el valor resultante de energía puede tomar valores entre cero (0) y $Imp_{i,j,m,u}$.

Para el cálculo anterior en un usuario miembro de una AC se usa la variable $ExcAC_{i,j,m,h,u}$ correspondiendo al excedente de energía horaria acumulada en el mes *m-1* y que tomará como máximo el valor de $Imp_{i,j,m,u.}$

$Imp_{i,j,m,u}$: Importación de energía acumulada en el mes m del usuario *u* (sea AGPE o el usuario miembro de la AC), que se encuentra en el mercado de comercialización *j* y que es atendido por el comercializador *i* integrado con el operador de red*,* en kWh. Se calcula como la suma de energía importada o consumida de la red en todas las horas del mes m.

$CUv_{n,m,i,j}$: Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio en $/kWh, en el mes m, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007. En el caso de usuarios no regulados es el costo del servicio pactado.

$Cv_{m,i,j}$: Margen de comercialización en $/kWh, en el mes m, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007. En el caso de usuarios no regulados es el costo pactado.

$Exc2_{i,j,m,h,u}$: Todo excedente de energía en la hora *h* del AGPE *u* o usuario miembro de la AC *u*, en kWh, iniciando *h* en la hora *hx* para el mes *m*, en el mercado de comercialización *j*. Tener en cuenta que:

*i)* La energía de que trata esta variable tiene un tratamiento horario. Para el usuario miembro de la AC se usa la energía horaria de la variable $ExcAC_{i,j,m,h,u}$ de esta resolución.

*ii)* Para poder aplicar esta variable se debe cumplir que la suma de la energía entregada a la red en todas las horas del mes m

*"Por la cual se genera un incentivo para la entrada de autogeneración a pequeña escala y autogeneración colectiva de comunidades energéticas para mitigar impactos del fenómeno de El Niño y ayudar en déficit de energía firme del cargo por confiabilidad hasta 2030"*

Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468
2026-11-09T11:40:13-05:00 - Pagina 16 de 19

fue superior al total de la energía importada o consumida durante el mismo mes *m*.

En el caso del usuario miembro de una AC se debe cumplir que la suma de la energía entregada a la red en todas las horas del mes *m-1* fue superior al total de la energía importada o consumida durante el mes *m*.

*iii)* En la hora *hx* pueden existir cantidades de energía que se deben valorar. Esto es, para la hora *hx* la cantidad de energía que se debe valorar es el cálculo de: EEHA - $Imp_{i,j,m,u}$

*iv)* Para las horas *h* superiores a *hx* en el mes *m*, $Exc2_{i,j,m,h,u}$ corresponde exactamente al valor de energía entregada a la red en la hora *h*.

Para un usuario miembro de un AC, para las horas *h* superiores a *hx*, aunque la energía haya sido entregada en el mes *m-1*, se asumirá entregada en el mes *m* y hora *h* para su valoración al $Pbolsa_{h,m}$.

$Pbolsa_{h,m}$: Precio de bolsa en la hora *h* del mes m, en $/kWh, siempre y cuando no supere el precio de escasez ponderado. Cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución CREG 071 de 2006, el precio de remuneración de la energía es el mínimo entre: i) el precio de escasez ponderado y ii) el precio de las transacciones en bolsa.

$T_m$: Costo por uso del STN en $/kWh, en el mes m, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007.

$D_{n,m}$: Costo por uso del sistema de distribución en $/kWh, en el mes m, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007.

$PR_{n,m,i,j}$: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía en $/kWh, en el mes m, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007.

$R_{m,i}$: Costo de restricciones y servicios asociados con generación en $/kWh, en el mes m, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007.

**Parágrafo 1.** Será responsabilidad del comercializador y del usuario informarse y tomar las acciones respectivas según las obligaciones tributarias a su cargo para efecto de la facturación que deban emitir.

*"Por la cual se genera un incentivo para la entrada de autogeneración a pequeña escala y autogeneración colectiva de comunidades energéticas para mitigar impactos del fenómeno de El Niño y ayudar en déficit de energía firme del cargo por confiabilidad hasta 2030"*

Cuando el usuario no esté obligado a facturar conforme al estatuto tributario, el comercializador deberá establecer un documento en el que conste la venta de energía teniendo en cuenta lo previsto en el artículo 1.6.1.4.12 del Decreto 1625 de 2016 y las normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan.

**Parágrafo 2.** El comercializador que compre o adquiera excedentes de autogeneración debe reportar a la SSPD las cantidades que son usadas para el crédito de energía y las que no son usadas para el crédito de energía, conforme las variables de que trata este artículo. El reporte se realizará en los términos en que la SSPD lo defina.

**Parágrafo 3.** El traslado del costo de compras de los usuarios que apliquen esta resolución corresponderá al definido en el Anexo 1 de la Resolución CREG 174 de 2021 incluyendo la energía de los AGPE y AC de esta resolución en las variables $Q11_{m-1,i}$ y $QExc2_{m-1,i}$ del referido anexo y usando sus respectivas variables $PP_{11m-1,i}$ y $PPExc2_{m-1,i}$.

Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468
2026-11-09T11:40:13-05:00 - Pagina 17 de 19

Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468
2026-11-09T11:40:13-05:00 - Página 18 de 19

# REGISTRO DE FIRMAS ELECTRONICAS

## Proyecto_Resolución_CREG_701_160_2026

## Comisión de Regulación de Energía y Gas

gestionado por: azsign.com.co

Id Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468

Estado: Finalizado

Creación: 2026-11-05 10:25:06

Finalización: 2026-11-09 11:40:11

Escanee el código para verificación

**Firma: Directora ejecutiva**



Adriana Jiménez
adriana.jimenez@creg.gov.co
52145785
Directora Ejecutiva
CREG

**Revisión: Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales OARE**



Jorge Alirio Ortiz Tovar
jaortiz@minenergia.gov.co
79496220
Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales (E)
Ministerio de Minas y Energía

Firmado Electronicamente con AZSign
Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468
2026-11-09T11:40:13-05:00 - Página 19 de 19

# REPORTE DE TRAZABILIDAD

## Proyecto_Resolución_CREG_701_160_2026

Comisión de Regulación de Energía y Gas

gestionado por: azsign.com.co

Id Acuerdo: 20261105-102506-018527-67111468

Creación: 2026-11-05 10:25:06

Estado: Finalizado

Finalización: 2026-11-09 11:40:11

Escanee el código para verificación

| TRAMITE | PARTICIPANTE | ESTADO | ENVIO, LECTURA Y RESPUESTA |
|---|---|---|---|
| Revisión | Jorge Alirio Ortiz Tovar<br>jaortiz@minenergia.gov.co<br>Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y E<br>Ministerio de Minas y Energía | Aprobado | Env.: 2026-11-07 09:29:16<br>Lec.: 2026-11-07 09:53:28<br>Res.: 2026-11-07 09:53:35<br>IP Res.: 186.29.33.226 |
| Firma | Adriana Jiménez<br>adriana.jimenez@creg.gov.co<br>Directora Ejecutiva<br>CREG | Aprobado | Env.: 2026-11-07 09:53:35<br>Lec.: 2026-11-09 11:39:49<br>Res.: 2026-11-09 11:40:11<br>IP Res.: 140.248.44.21 |