



Acceso: Reservado (), Público (), Clasificado ()

Por la cual se modifican las Resoluciones CREG 174 de 2021 y CREG 101 072 de 2025 y se dictan otras disposiciones

DOCUMENTO CREG-901 207
16 de agosto de 2025

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN
DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y
GAS**

Contenido

1.	INFORMACIÓN GENERAL.....	3
2.	ANTECEDENTES Y DIAGNÓSTICO.....	3
2.1	Traslado de compras de AGPE, GD, AC y GDC el usuario regulado a través del componente de Generación.....	3
2.2	Caso de borde. Balance negativo entre la demanda agregada y los usuarios AGPE de un comercializador no integrado con el OR.....	7
2.3	Reglas para el procedimiento de conexión de las comunidades energéticas.....	9
2.4	Comunidades energéticas con energía proveniente de combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.....	10
2.5	Asistencia de la CREG a “Conversación Andesco - Comunidades Energéticas”.....	11
2.6	Solicitud de concepto CAC – Radicado CREG E2025007967.....	13
3.	PROBLEMA, CAUSAS y CONSECUENCIAS.....	16
3.1	Traslado de compras de AGPE, GD, AC y GDC el usuario regulado a través del componente de Generación.....	16
3.2	Caso de borde. Balance negativo entre la demanda agregada y los usuarios AGPE de un comercializador no integrado con el OR.....	17
3.3	Reglas para el procedimiento de conexión de las comunidades energéticas.....	18
3.4	Comunidades energéticas con energía proveniente de combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.....	18
3.5	Solicitud de concepto CAC – Radicado CREG E2025007967.....	19
4.	OBJETIVOS.....	19
5.	ALTERNATIVAS.....	19
6.	SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS PARA LA PROPUESTA.....	22
7.	CONSULTA PÚBLICA.....	23

POR LA CUAL SE MODIFICAN LAS RESOLUCIONES CREG 174 DE 2021 Y CREG 101 072 DE 2025 Y SE DICTAN OTRAS DISPOSICIONES

1. INFORMACIÓN GENERAL

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) expidió las Resoluciones 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*” y 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*” donde se establecieron las reglas para la incorporación de los autogeneradores a pequeña escala (AGPE) y generadores distribuidos (GD) al sistema eléctrico colombiano y la armonización para permitir la entrada de las comunidades energéticas al sistema entendidos como autogenerador colectivo (AC) y generador distribuido colectivo (GDC).

2. ANTECEDENTES Y DIAGNÓSTICO

2.1 Traslado de compras de AGPE, GD, AC y GDC el usuario regulado a través del componente de Generación

A través de la Resolución CREG 174 de 2021 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) reguló las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. Dentro de dichas reglas estableció, entre otras cosas, las siguientes definiciones:

Crédito de energía. Cantidad de excedentes de energía entregados a la red por un AGPE con FNCER, que se permuta contra la importación de energía que éste realice durante un período de facturación.

Excedentes de energía. Toda entrega de energía eléctrica a la red realizada por un autogenerador, expresada en kWh.

Así mismo, estableció que:

- Como una de las alternativas de comercialización de la generación distribuida conforme al artículo 22, se estableció que puede vender directamente al comercializador integrado con el OR, el cual está obligado a comprar la energía a un precio en función del precio de bolsa horario (Pb) más unos beneficios entendidos como el 50% de las pérdidas técnicas.

Posteriormente con la expedición de la Resolución CREG 101 072 de 2025, se modifica el artículo 22 de la Resolución CREG 174 de 2021 cambiando el precio de bolsa por el costo promedio ponderado por energía (Mc). Así mismo, se estableció que el ajuste entraría en aplicación a partir del séptimo mes de expedida la Resolución CREG 101 072 de 2025.

- Para los AGPE, los artículos 23 y 25 definieron dos tipos de excedentes, i) aquellos que se intercambian mediante un esquema de créditos (Exc1) y ii) aquellos que superan la energía importada del usuario (Exc2). En todo caso, el sistema de créditos (Exc1) dependiendo de la capacidad instalada del AGPE, se reconocen a precio de costo unitario menos comercialización o se reconocen a componente de Generación. Para los Exc2, se definió que su reconocimiento se realizaría en función del precio de bolsa horario.

Posteriormente con la expedición de la Resolución CREG 101 072 de 2025, se modifican los artículos 23 y 25 de la Resolución CREG 174 de 2021 cambiando la valoración de los Exc2 de precio de bolsa por el costo promedio ponderado por energía (Mc). Así mismo, se estableció que el ajuste entraría en aplicación a partir del séptimo mes de expedida la Resolución CREG 101 072 de 2025.

A través del Anexo 1 se establecieron las reglas y fórmulas de los componentes de traslado de compras de energía de AGPE y GD. Estas reglas permiten el traslado de estas compras al usuario final regulado a través de un componente denominado G Transitorio que hace parte del componente de Generación del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) que permite calcular un valor en \$/kWh por cada uno de los segmentos de la fórmula de valoración de excedentes establecidos en el artículo 25; sin embargo, a hoy estas fórmulas, según corresponda, siguen considerando el precio de bolsa horario y no el costo promedio ponderado por energía (Mc) establecido en la modificación realizada por la Resolución CREG 101 072 de 2025.

Con se mencionó anteriormente, con la expedición de 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”* se modificaron, entre otras cosas, las variables de precio de bolsa horario para el reconocimiento de la energía de los GD y excedentaria de los AGPE

por el costo promedio ponderado por energía (Mc) y se definió una transición de seis meses para su entrada en aplicación.

De la misma manera, el artículo 13 estableció que la metodología para el traslado del costo de compras de energía a los AC y los GDC, se haría en resolución aparte, lo que permite trasladar al componente de Generación del 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 pero ajustando el precio de bolsa por Mc, aplicable también para el Anexo 1 de la Resolución CREG 174 de 2021.

Para esto, la Comisión estableció un periodo de seis meses para que a partir del mes siete de expedida la Resolución CREG 101 072 de 2025, i) se diera inicio con la valoración de excedentes de los usuarios AGPE y los usuarios pertenecientes a un AC, específicamente los excedentes tipo 2 (Exc2), empezaran a ser liquidados con el Mc y no con el Pb; y ii) las compras de energía al generador distribuido GD o generador distribuido colectivo GDC al Mc y no con el Pb.

Una vez se cumpla el tiempo de transición, los comercializadores deben contar con el mecanismo para trasladar estas compras de energía a los AGPE, GD, AC y GDC en el componente de Generación del CU, donde a la fecha las fórmulas del anexo 1 de la Resolución CREG 174 de 2021, aplicable a las compras a AGPE y GD, están en función del Pb y no del Mc; por lo cual, se hace necesaria su modificación y para el caso de los AC y GDC, estas fórmulas aún no existen en la regulación y deben ser creadas tal como lo estableció el artículo 13 de la Resolución CREG 101 072 de 2025.

Sin embargo, la Comisión considera pertinente realizar una revisión a estas fórmulas de traslado ya que se tiene conocimiento del impacto que está teniendo en el componente de Generación en comercializadores no integrados con el operador de red por lo que el tiempo de transición de seis meses definido actualmente debe ser ampliado para profundizar.

Lo anterior, se sustenta en análisis realizados por la Comisión con base en la información **T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 – UR¹** de la **Resolución SSPD 20212200012515 de 2021** donde los Comercializadores de energía reportan, entre otras cosas, el valor del G Transitorio

¹ La información fue consultada de la base de datos del SUI el 21/07/2025.

del componente de Generación del CU encontrando valores significativos tal como se muestra a continuación:

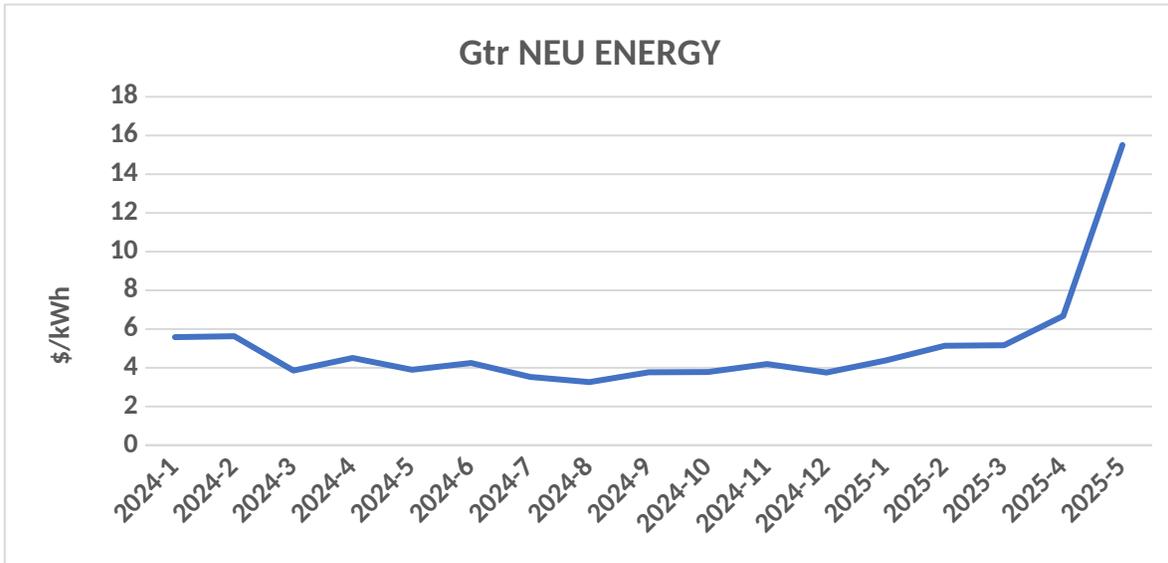


Ilustración 1. G transitorio NEU ENERGY. Fuente: Formato T9 SUI. Elaboración CREG

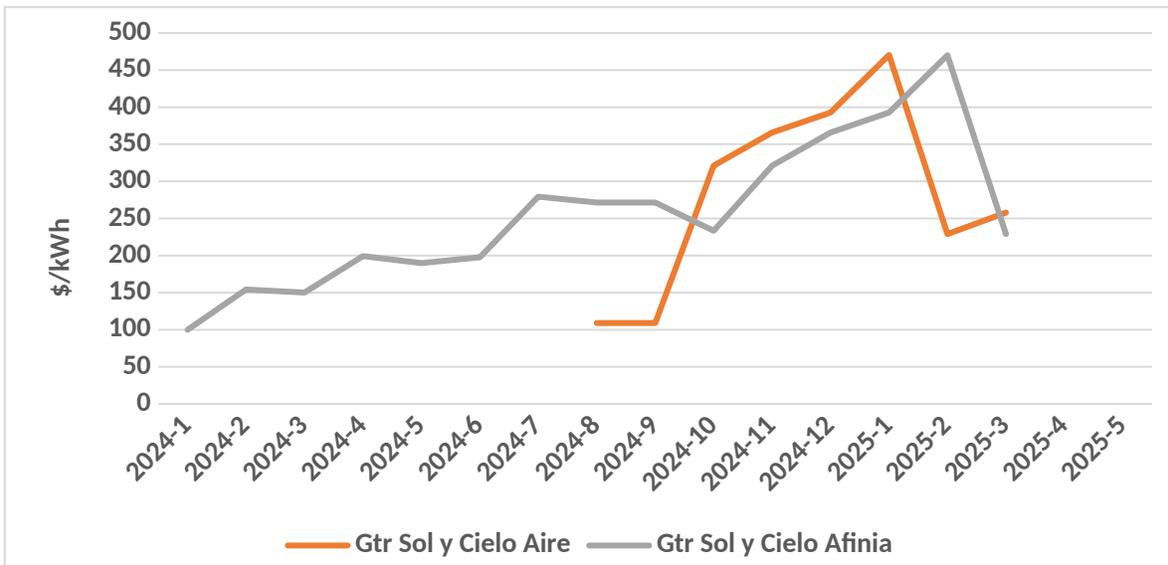


Ilustración 2. G transitorio Sol & Cielo Energía. Fuente: Formato T9 SUI. Elaboración CREG.

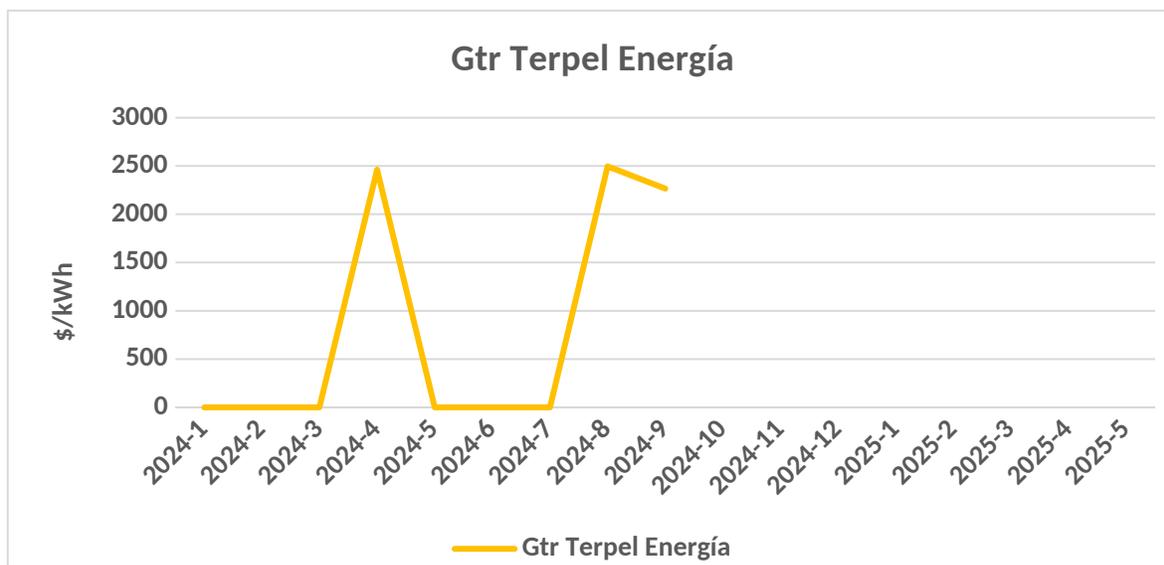


Ilustración 3. G transitorio Terpel Energía. Fuente: Formato T9 SUI. Elaboración CREG.

Con base en la información del SUI, se identifican valores de G transitorio por encima de los 2.000 \$/kWh en el año 2024 para la empresa Terpel Energía cuyo último reporte fue en septiembre de 2024.

Por otro lado, aclarando que el último reporte de la empresa Sol y Cielo Energía fue en marzo de 2025, se encuentran valores de G transitorio entre 100 \$/kWh y 470,40 \$/kWh; sin embargo llama la atención de la CREG que esta empresa presente valores de G Transitorio por mercado de Comercialización cuando la metodología de traslado establecida en el Anexo 1 de la Resolución CREG 174 de 2021 es clara en establecer que se calcula un valor único de esta variable por empresa independientemente de los mercados de comercialización que atienda.

2.2 Caso de borde. Balance negativo entre la demanda agregada y los usuarios AGPE de un comercializador no integrado con el OR

En el documento soporte de la Resolución CREG 002 de 2021 “*Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución ‘Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional’*” en el inciso 2.5 del numeral 2 de la sección 7.6.4.2 la Comisión identificó un caso de borde donde la resta al momento de hacer el balance entre la demanda agregada y los usuarios AGPE en otro mercado de los excedentes que se venden al comercializador no integrado con el OR, daba negativa, por lo que se proponía que dicha energía quedara a favor del comercializador en bolsa. Tal como se muestra a continuación:

«2.5. Existe un caso de borde en el numeral 2.2 anterior, para el caso en que se venden los excedentes al comercializador no integrado, en el que podría suceder que cuando se realice el balance entre la demanda agregada y los usuarios AGPE en otros mercados, la resta de un valor negativo. Aquí el tratamiento propuesto es que dicha energía queda a favor del comercializador en bolsa.»

En ese sentido, en el proyecto de resolución mencionado se había propuesto el párrafo 3 del artículo 20 para atender el caso de borde identificado proponiendo lo siguiente:

«Artículo 20. *Tratamiento de Excedentes de los usuarios AGPE en el ASIC el LAC*

(...)

Parágrafo 3. *Para el literal b) del numeral 2.2, y que como resultado del cálculo de la diferencia entre la demanda agregada del comercializador y la generación de excedentes de energía a la red de los AGPE se obtenga un valor negativo, entonces el ASIC debe considerar ese valor negativo de forma equivalente como la diferencia entre la energía contratada de todos los excedentes de sus usuarios AGPE y su demanda.»*

No obstante, la Comisión al momento de expedir la Resolución CREG 174 de 2021 no lo consideró, aclarando que se analizaría posteriormente tal como se muestra a continuación con base en la matriz de atención a comentarios publicada junto con la Resolución CREG 174 de 2021:

Comentario 906:

«(...) Al respecto llamamos la atención del Regulador en que se puede presentar el caso en el que el agente comercializador que representa el AGPE no atienda demanda regulada, o que dicha demanda sea menor a las exportaciones de los AGPE. Por lo anterior, consideramos necesario que en la resolución definitiva se planteen las reglas que consideren esta condición.

Este mismo comentario es aplicable al literal b del Numeral 2 del mismo artículo.»

Respuesta de la Comisión: *«(...) En cuanto a si la demanda es menor que las exportaciones, el caso será analizado de forma posterior.»*

Comentario 911:

«(...) Teniendo en cuenta este entendimiento, se puede presentar un caso en el cual se tenga que la cantidad de excedentes de los AGPE con destino al mercado regulado sea superior a la demanda que este comercializador represente en el mismo mercado regulado, llevando a tener valores negativos en esta resta. Lo anterior, con independencia de que este comercializador tenga demanda no regulada muy superior a su demanda regulada. Para este escenario, entendemos que el ASIC debería considerar una demanda regulada igual cero (0kWh) y dar aplicación a lo establecido en el Parágrafo 3 del Artículo 20 del proyecto en consulta. (...).»

Respuesta de la Comisión: «Se acepta el comentario y se ajusta en la resolución con base en reuniones. Respecto del tratamiento en caso de exceso, por el momento no será considerado (parágrafo 3)»

Comentario 915:

«e. En el Parágrafo 3 del Artículo 20 del proyecto se establecen las reglas que debería aplicar el ASIC en los casos en los cuales la aplicación del literal b) del Numeral 2.2. del mismo artículo de como resultado un valor negativo. Sin embargo, no es claro para el ASIC dicha disposición ni la forma como la misma permitiría que las transacciones en la bolsa puedan cerrar.»

Respuesta de la Comisión: «Por el momento no se definirá dicha regla, se analizará de forma posterior.»

Mencionado lo anterior, la Comisión tiene conocimiento del caso allegado por un agente con radicado CREG E2025008669 donde expone que el caso de borde ya se está presentando y solicita se tomen medidas al respecto.

2.3 Reglas para el procedimiento de conexión de las comunidades energéticas

En el proyecto de resolución de Autogeneración remota CREG 701 091 de 2025 se incluyó que cualquier generador o autogenerador de capacidad efectiva neta menor a 5MW aplicaría la Resolución CREG 174 de 2021, en línea con lo anterior se considera pertinente ajustar la Resolución CREG 101 072 de 2025 para que todas las comunidades energéticas se rijan bajo esta regla.

2.4 Comunidades energéticas con energía proveniente de combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.

A través del radicado CREG E2025009689 se planteó una consulta para la Comisión asociada al alcance de la definición de comunidad energética contenida en la Resolución CREG 101 072 de 2025 y la contenida en el artículo 2.2.9.1.2 del Decreto 2236 de 2023.

El artículo 3 de la Resolución CREG 101 072 de 2025 establece:

*«**Comunidad Energética (CE).** Comunidad organizada que surge en virtud de un acuerdo entre personas naturales y/o jurídicas de derecho público o privado que cooperan entre sí a través de un contrato o convenio asociativo para desarrollar las siguientes actividades: generación, comercialización y uso eficiente de la energía a través del uso de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER), combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 2.2.9.1.2 del Decreto número 2236 de 2023.»* (Subrayado fuera de texto)

El artículo 2.2.9.1.2 del Decreto 2236 de 2023 establece la siguiente definición de comunidades energéticas:

«Artículo 2.2.9.1.2. Naturaleza jurídica y objetivos de las Comunidades Energéticas. Las Comunidades Energéticas son comunidades organizadas que surgen en virtud de un acuerdo entre personas naturales y/o jurídicas de derecho público o privado que cooperan entre sí a través de un contrato o convenio asociativo para desarrollar las siguientes actividades: generación, comercialización y uso eficiente de la energía a través del uso de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER), combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos cuyos objetivos deben incluir, por lo menos, alguno de los siguientes:(...)» (Subrayado fuera de texto)

La consulta puntual corresponde a que se aclare si la generación de energía con recursos energéticos distribuidos que no utilicen FNCER y los combustibles renovables también pueden hacer parte de una comunidad energética. Una vez revisada la Resolución CREG 101 072 de 2025 se identifica la necesidad de realizar un ajuste al artículo 20 para incluirlos dentro de la armonización planteada en dicha resolución.

2.5 Asistencia de la CREG a “Conversación Andesco - Comunidades Energéticas”

El miércoles 23 de julio de 2025, la Comisión fue invitada por ANDESCO para socializar la Resolución CREG 101 072 de 2025 con varios de sus afiliados donde se plantearon algunas preguntas por parte de las empresas y se muestran a continuación:

Pregunta	Respuesta
<p>Consultan sobre la fórmula para el traslado de las compras de los AGPE, GD, AC y GDC cuando se empiece con la aplicación del Mc una vez finalice la transición. Así mismo, les preocupa que fórmula aplicar para los AGPE nuevos durante la transición ya que iniciarían directamente con Mc.</p>	<p>En el espacio la CREG aclara, en línea con un concepto que se había dado al CAC, que la transición aplica tanto para AGPE nuevos como existentes por lo que, durante la transición se aplican las reglas de la Resolución CREG 174 de 2021, es decir, con precio de bolsa. Por otro lado, se informó que desde la Comisión se estaba considerando ampliar el tiempo de la transición para realizar unos análisis adicionales y que se ajustará la redacción en las reglas de la transición para mitigar diferentes interpretaciones.</p>
<p>Consulta sobre la definición de Comunidades Energéticas ya que consultan si es posible que una sola persona natural o jurídica con dos fronteras pueda formar una.</p>	<p>La Comisión atendió una consulta similar a través del radicado CREG S2025005001 donde se indicó que: <i>“Bajo estas definiciones, entendemos que una persona natural o jurídica, puede tener varios usuarios y estos conformar una comunidad energética para desarrollar la actividad de autogeneración colectiva o autogeneración distribuida colectiva.”</i></p> <p>La CREG entiende que técnicamente una persona natural o jurídica puede tener varias fronteras comerciales y por lo tanto más de un usuario. Así las cosas, pueden conformarse como una comunidad energética y la regulación no lo limita.</p>
<p>Consultan si registrarse como una comunidad energética ante el Ministerio de Minas y Energía es un requisito para constituir una comunidad energética en el</p>	<p>Se aclaró en la reunión que esta consulta debe ser dirigida directamente al Ministerio de Minas y Energía. Desde la regulación, se estableció en el literal c) del numeral 5 del artículo 9 de la Resolución CREG 101 072 de 2025 que uno de</p>

Pregunta	Respuesta
<p>marco de la Resolución CREG 101 072 de 2025. Se plantea el caso porque a hoy, indican que no es posible hacer el registro ante el ministerio.</p>	<p>los documentos para el proceso de conexión que deben adjuntarse para el registro del AC o GDC es el del RCE de acuerdo con lo establecido por el Ministerio de Minas y Energía en la Resolución número 40509 de 2024.</p>
<p>Hacen referencia a un nuevo formulario por parte de XM para el registro de las CE ante las empresas.</p>	<p>Se indica que inquietudes sobre dicho formulario debe dirigirse directamente a XM.</p>
<p>Consultan sobre cómo se realiza el registro ante XM de un generador distribuido existente (que no puede ser representado por un comercializador) que quiere ser parte de una Comunidad Energética (que requeriría ser representado por un Comercializador)</p>	<p>Para que el Generador Distribuido pase a ser integrante de la comunidad energética aplica el artículo 11 de la Resolución CREG 101 072 de 2025 en el que se indica que finaliza la relación con el Comercializador o Generador al que le vende la energía. Luego, en aplicación del mismo artículo, se adiciona al GD a un GDC o AC para tal fin.</p> <p>Se encuentran estos casos, los cuales se identifica deben ser acordados entre las partes, sin que se precise regulación:</p> <p>* Si el GD entra a ser parte de un AC, el generador dueño del GD debe vender su planta al comercializador para que este pueda ser parte de la AC; esto es debido a que la AC es representada por un agente comercializador.</p> <p>Otra opción es que lleguen a un acuerdo donde el generador permita que el comercializador represente la frontera comercial de generación, conservando el generador la propiedad de los activos.</p> <p>* En el caso de que el GD quiera ser parte de un GDC, se observa que el GDC es un agente generador o representado por un agente generador, en este caso es más sencillo porque el GD ya es un agente generador.</p>
<p>Plantean si se aún sería necesario</p>	<p>Indicó la Comisión que la regla del medidor</p>

Pregunta	Respuesta
<p>mantener la regla de medidor bidireccional cuando la liquidación de los Excedentes Tipo 2 se inicie a realizar con el Mc.</p>	<p>bidireccional se mantiene. Así mismo que se están revisando las fórmulas de valoración de excedentes por lo que podrían seguir siendo necesario.</p>
<p>Hacen referencia al formato de solicitud de conexión simplificado publicado por la Comisión. Identifican un riesgo que por error o a propósito el usuario pueda cambiar las condiciones del punto de conexión que ya estaba aprobado. Sugieren que la regla sea que se haga sobre un NIU ya aprobado.</p>	<p>Una vez revisada la consulta, las instrucciones del formulario indican que se debe diligenciar una única vez y su actualización está sujeta a lo indicado en la resolución donde se indica que se entrega el formulario de conexión simplificado de nuevo indicando el retiro o ingreso asociándolo al NIU. Entiende la CREG que el formulario es responsabilidad de revisión del OR y prever ese tipo de situaciones.</p>
<p>Expresan que se deben ajustar los tiempos para evitar el acaparamiento de puntos de conexión con comunidades energéticas que lo soliciten y se les otorgue pero que no se conecten y terminen limitando a que otras comunidades energéticas se conecten y que ya se encuentren listas.</p>	<p>La Resolución CREG 174 de 2021 establece dos reglas: i) Se asignan los puntos en el orden de llegada y ii) Si vencido un plazo de 9 meses no se ha conectado, se libere la capacidad. Esta misma regla aplica en comunidades pues aplican el mismo proceso. Similarmente existen reglas para los de capacidad de un AGGE que aplican la Res. CREG 174 de 2021.</p>
<p>Solicitan se indique si un comercializador de energía puede ser representante de una comunidad energética o ser parte de una comunidad energética y por ende, el representante de la comunidad.</p>	<p>Esta consulta debe ser dirigida directamente al Ministerio de Minas y Energía.</p>

Tabla 1. Consultas empresas en reunión con ANDESCO. 23/07/2025

2.6 Solicitud de concepto CAC – Radicado CREG E2025007967

El CAC a través del radicado CREG E2025007967 planteó varias consultas a la Comisión asociadas a la aplicación del artículo 27 y 28 de la Resolución CREG 101 072 de 2025 y que nos permitimos traer dos de ellas que consideramos pertinentes

para el caso del que trata el documento soporte y que podrían resumirse de la siguiente manera:

i) Entendiendo el CAC que el periodo de transición de seis meses para el cambio de reconocimiento de excedentes a precio de bolsa por el Mc_m solo aplica para usuarios existentes, plantea que sucede con un usuario AGPE nuevo que ingrese ya que deberían reconocérsele dichos excedentes a Mc_m y surge la inquietud sobre cuál debe ser la metodología aplicable para el traslado de las compras a los AGPE ya que la fórmula actual de traslado se encuentra en términos del precio de bolsa y no del Mc_m .

ii) El CAC plantea una presunta contradicción entre el párrafo 3 del Anexo 2 de la Resolución CREG 101 072 2025 y el párrafo del artículo 27 de la mencionada resolución, ya que entienden que en el primero se permite la permanencia de los contratos de AGPE existentes hasta su vencimiento (apartándose de la transición de los seis meses) y el segundo, por el contrario, que todos los contratos de AGPE deberán ajustarse a las nuevas disposiciones a partir del séptimo mes posterior a la entrada en vigencia de la resolución.

A través del radicado CREG S2025005076 se atendió la solicitud del CAC indicando para el:

Consulta i):

*«(...) Ahora bien, sobre la modificación establecida en los referidos artículos, la misma indica que los usuarios AGPE existentes y operando al momento de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 101 072 de 2025 y que tengan contratos de venta de excedentes con algún comercializador y que no esté en función de lo establecido, lo cual hace referencia al **Mc**, continuarán con dicha situación durante los seis meses siguientes contados a partir de la entrada en vigencia de dicha resolución, es decir, aplicarán el precio de bolsa (**Pb**). Luego, a partir del séptimo mes de expedida la norma en el Diario Oficial, deberán acogerse al **Mc**, esto en caso de que ya se cuente con la metodología de traslado al **Mc**, de la que trata el artículo 13 de la resolución CREG 101 072 de 2025. Así mismo, los párrafos señalan que «(...) **Mientras finaliza el periodo de tiempo anterior, se dará cumplimiento a lo establecido en el Anexo 2 de esta resolución (...)** y (...) **Mientras se cumple el periodo de tiempo anterior, se dará cumplimiento a lo establecido en el Anexo 3 de esta resolución, (...)**» con lo*

cual aclaramos que estas son órdenes generales, sean usuarios AGPE nuevos o existentes, pues con dichos anexos se aplica lo dispuesto en la Resolución CREG 174 de 2021 para cualquier tipo de usuario.

*Esto es así pues el **Mc** aún no tiene una metodología en que pueda trasladarse su compra a dicho valor, pues está pendiente de que la CREG lo expida conforme lo indica el parágrafo del artículo 27 de la Resolución CREG 101 072 de 2025.*

*En ese sentido, mientras la CREG no haya expedido la metodología de traslado de compras de excedentes con el valor del **Mc** (los que superan el crédito de energía), deben aplicar los Anexos 2, 3 y 4 de la Resolución CREG 101 072 de 2025, los cuales a su vez establecen aplicar el traslado de compras de energía a precio de bolsa para la energía que supera el crédito de energía. Similarmente aplica a un GD en sus reglas transitorias por medio de la aplicación del Anexo 1 de la Resolución CREG 101 072 de 2025, pero para la energía que se valora a precio de bolsa más el beneficio por reducción de pérdidas.*

*Así las cosas, sea usuario AGPE nuevo o existente, durante 6 meses a partir de la vigencia de la Resolución CREG 101 072 de 2025 o mientras no se tenga metodología de traslado de las compras de energía al **Mc**, se aplicará lo definido en los Anexos 2 al 4 de la Resolución CREG 101 072 de 2025.*

*Se informa que la CREG ya se encuentra trabajando para expedir a consulta el ajuste a la Resolución CREG 174 de 2021 con el valor del **Mc**.»*

Consulta ii):

*«En cuanto a la disposición que se subraya del Anexo 2 de la Resolución CREG 101 072 de 2025, nótese que dicho anexo indica las **opciones** de lo que aplica durante la transición, que son iguales a lo que venía vigente en la Resolución CREG 174 de 2021 antes del cambio de la Resolución CREG 101 072 de 2025, es decir, de forma general:*

- a. Contratos a precios libres con destino a la demanda no regulada,*

- b. caso no FNCER con su comercializador donde la energía se valora a precio de bolsa y,
- c. caso FNCER con su comercializador donde la energía se valora a Crédito de Energía más lo que supere el anterior crédito a precio bolsa.

*Para responder su pregunta y teniendo en cuenta lo anterior, el párrafo 3 del citado anexo 2 indica que «Los AGPE existentes y operando al momento de expedición de esta resolución que tengan contratos de venta de excedentes con algún comercializador o generador, y que el contrato no esté en función de alguna de las **opciones aquí establecidas**, continuarán con dicha situación hasta la finalización de su contrato. Al terminar el contrato deberán acogerse a una de las opciones de que trata este artículo», con lo puede concluirse que no pueden existir contratos diferentes a los citados pues dichas opciones son las vigentes durante la transición; por lo cual, se identifica que no existe algún contrato a lo cual aplicarle dicho párrafo y el mismo es inocuo, lo cual, si bien podría ser corregido de forma posterior regulatoriamente, no afecta la aplicación del citado Anexo y la transición.»*

3. PROBLEMA, CAUSAS y CONSECUENCIAS

3.1 Traslado de compras de AGPE, GD, AC y GDC el usuario regulado a través del componente de Generación

El periodo de transición de 6 mes establecido en la Resolución CREG 101 072 de 2025 para el cambio de precio de bolsa por Mc para el reconocimiento de excedentes de AGPE y para iniciar el traslado de estas compras al usuario final a través del componente de Generación del CU requiere que se ajusten las fórmulas descritas en el Anexo 1 de la Resolución CREG 174 de 2021 y crear un esquema similar para el traslado de las compras realizadas al AC y GDC; sin embargo, la comisión considera pertinente realizar análisis sobre la estructura de dicha fórmula ya que como ya se evidenció, impacta significativamente a los comercializadores no integrados con el OR y adicionalmente, revisar el impacto en el balance en bolsa de los comercializadores ya que se estarían comprando excedentes a precio de Mc, pero estos excedentes serían liquidados en el mercado mayorista a precio de bolsa pudiendo estar por debajo o por encima del Mc.

La Comisión lista los siguientes impactos identificados y que requieren un análisis más profundo pudiendo ser que el periodo de transición de 6 meses propuesto inicialmente no sea suficiente:

- a) La valoración del crédito de energía para los AGPE con capacidad menor 0,1MW a Cuv-Cv corresponde, generalmente, a un precio muy superior al de la bolsa de energía en condiciones normales, que termina siendo trasladado al usuario que no es AGPE en el componente de Generación.
- b) El impacto del G Transitorio en el componente de Generación del CU implica un mayor valor a pagar por parte de los usuarios que no son AGPE y, con base en la información consultada del formato T9 del SUI, se encuentran valores de G transitorio significativos en usuarios atendidos por comercializadoras no integrados con el OR.
- c) La compra obligatoria de excedentes a precio de Mc por parte del comercializador al usuario AGPE podría generar subremuneración o sobreremuneración al momento de que se deba realizar la liquidación de dicha energía en el mercado de Energía Mayorista.

3.2 Caso de borde. Balance negativo entre la demanda agregada y los usuarios AGPE de un comercializador no integrado con el OR

El caso de borde identificado por la CREG desde la consulta que culminó con la expedición de la Resolución CREG 174 de 2021 hoy es una realidad y ha sido expuesta por un agente comercializador no integrado con el Operador de Red.

Los excedentes de AGPE son tratados como una reducción de la demanda del comercializador, por lo que en los momentos del día en el que las exportaciones provenientes de las compras obligatorias a los usuarios AGPE por parte del comercializador sean mayores que su demanda agregada, este resultado es un valor negativo pero conforme a las reglas vigentes el ASIC toma la demanda del comercializador como valor cero dejando por fuera los excedentes negativos cuando realmente corresponde a una inyección de energía a la red.

La Comisión lista el siguiente impacto identificado:

- a) Los excedentes de energía de los AGPE que son comprados de forma obligatoria por los comercializadores a precio de bolsa, cuando estos superan la demanda horaria del comercializador, la demanda se hace cero, estos excedentes no son reconocidos al Comercializador a precio de bolsa lo que implica no poder recuperarlos teniendo en cuenta que si los compró al usuario.

3.3 Reglas para el procedimiento de conexión de las comunidades energéticas

Conforme a lo planteado en el proyecto de Resolución CREG 701 091 de 2025 “*Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal con usuarios de forma remota y se dictan otras disposiciones*” donde se propone modificar el artículo 2 de la Resolución CREG 174 de 2021 de forma que todo recurso en el sistema que tenga capacidad efectiva neta menor a 5 MW aplicaría procedimientos simplificados. Por otro lado, la Resolución CREG 101 072 de 2025 estableció en su artículo 8 literal e) que:

«e) En el caso de un generador que se vincule a un GDC en que: i) la capacidad instalada o nominal de dicho generador es superior al límite para ser GD de que trata la Resolución CREG 174 de 2021, y ii) la capacidad instalada se encuentra dentro del límite establecido por la UPME en la Resolución UPME 501 de 2024; entonces se aplicarán los procedimientos de la Resolución CREG 075 de 2021.»

En ese orden de ideas, la Comisión considera que la regla actual debe flexibilizarse para la integración de las comunidades energéticas al sistema.

3.4 Comunidades energéticas con energía proveniente de combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.

La Resolución CREG 101 072 de 2025 no está armonizada totalmente con la definición de Comunidades Energéticas establecida en el artículo 2.2.9.1.2 del Decreto 2236 de 2023 ya que no se plantearon reglas para comunidades energéticas basados en fuentes de energía diferentes a FNCER, lo anterior podría limitar la entrada de nuevas comunidades energéticas con recursos que no sean FNCER.

3.5 Solicitud de concepto CAC – Radicado CREG E2025007967

La Resolución CREG 101 072 de 2025, con base en consultas realizadas por diferentes agentes y el CAC, no se entendieron claramente las reglas aplicables para la valoración de excedentes de autogeneración durante los seis meses de transición para usuario AGPE nuevos. Lo anterior genera confusiones que dificultan la aplicación de la norma.

Por otro lado, algunos agentes interpretaron un posible conflicto entre las disposiciones del párrafo 3 del Anexo 2 y el párrafo del artículo 27 de la Resolución CREG 101 072 2025 generando confusión respecto al ajuste de los contratos de AGPE y la aplicación.

4. OBJETIVOS

- a) Ajustar la regulación para modificar y aclarar el tiempo de transición de la entrada en aplicación de la valoración de excedentes de AGPE y AC y precio de venta de la GD y GDC en función del costo promedio ponderado por energía (Mc).
- b) Ajustar las reglas asociadas al tratamiento de excedentes de los AGPE en el ASIC y el LAC para los casos donde el balance entre la demanda del comercializador y los excedentes que se venden al comercializador no integrado con el OR de como resultado un valor negativo.
- c) Modificar la regla para que los generadores que se vinculen a un GDC que cumplan los requisitos establecidos por la regulación, apliquen los procedimientos de conexión simplificados.
- d) Ajustar la Resolución CREG 101 072 de 2025 para que se aplicable a Comunidades Energéticas basadas en fuentes energéticas diferentes a FNCER.
- e) Adicionalmente ajustar la Resolución CREG 101 072 de 2025 para que todos los procedimientos de conexión de las comunidades energéticas se realicen en el marco de la Resolución CREG 174 de 2021, siempre que las capacidades se sostengan en menor de 5 MW como lo estableció la UPME.

5. ALTERNATIVAS

Problema	Alternativa
<p>3.1. Traslado de compras de AGPE, GD, AC y GDC el usuario regulado a través del componente de Generación</p>	<p>1. No regular: La Comisión decide mantener la regla de transición existente por lo que a partir del séptimo mes de expedida la Resolución CREG 101 072 de 2025 se inicia con la aplicación de la liquidación con el Mc sustituyendo el precio de bolsa. Así las cosas, se deben expedir las fórmulas de traslado al componente de Generación ajustando las contenidas en el Anexo de la Resolución CREG 174 de 2021 y crear una nueva para las comunidades energéticas desconociendo los impactos identificados en el presente documento.</p>
	<p>2. Ajustar el tiempo de transición para la aplicación del Mc: Ampliar la transición con el objeto de que la Comisión pueda hacer los análisis correspondientes para la liquidación de excedentes de AGPE a precio Mc y analizar los impactos de compras a este precio en el balance de la bolsa de energía para los comercializadores.</p>
	<p>1. Valoración de excedentes de AGPE con cambios entre Mc y precio de bolsa: Esta alternativa se plantea para consulta de los agentes y consistiría en que cuando se presente la situación del caso de borde en el ASIC, los excedentes que se valoran a Mc pasen a ser valorados por precio de bolsa temporal con el fin de que el agente pueda recuperar los costos. Esto marcará el inicio para los cambios en la remuneración a futuro y el caso de borde.</p>
<p>3.2. Caso de borde. Balance negativo entre la demanda agregada y los usuarios AGPE de un comercializador no integrado con el OR</p>	<p>1.No regular: La Comisión mantiene las reglas actuales para el tratamiento de excedentes de los AGPE en el ASIC y el LAC del Comercializador no integrado al OR de forma que cuando los excedentes de usuarios AGPE sean mayores a la demanda del comercializador, es decir un resultado negativo, su demanda sea cero y los excedentes que tomaron valor negativo no son reconocidos al comercializador.</p>
	<p>2. Modificar las reglas el tratamiento de excedentes de los AGPE en el ASIC y el LAC del Comercializador no integrado al OR: Estos ajustes permitirán que el caso de borde al comercializador se le reconozca a precio de bolsa la energía excedentaria resultante del balance negativo entre este y la demanda.</p> <p>También se considera el no recaudo de CERE ni FAZNI para estos casos ya que como incentivos que aplican a usuarios AGPE a través del crédito de energía, no se les recauda dicho valor cuando se les paga a precio de bolsa.</p> <p>Para el FAZNI, el artículo 81 de la Ley 633 de 2000 establece que el recaudo con destino al Fondo de Apoyo Financiero</p>

Problema	Alternativa
	<p>para la energización de las zonas no interconectadas será pagado por los agentes generadores de energía y no se hace referencia a comercializadores.</p> <p>El tratamiento de no recaudo de CERE para AGPE sería similar al que se les da a las plantas no despachadas centralmente cuando tienen contratos.</p>
<p>3.3. Reglas para el procedimiento de conexión de las comunidades energéticas</p>	<p>1. No regular: Se mantiene la regla bajo la cual los GD que se vinculen a GDC para que todo recurso en el sistema que tenga capacidad efectiva neta menor a 5 MW aplique el procedimiento de la Resolución CREG 075 de 2021.</p> <p>2. Ajustar la regla conforme se propuso para autogeneración remota: Modificar la Resolución CREG 101 072 de 2025 para que todo recurso en el sistema que tenga capacidad efectiva neta menor a 5 MW aplicaría procedimientos simplificados, facilitando la entrada de nuevas comunidades energéticas.</p>
<p>3.4. Comunidades energéticas con energía proveniente de combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos</p>	<p>1. No regular: Mantener la Resolución CREG 101 072 de 2025 de forma que no sea aplicable para las comunidades energéticas basadas en fuentes energéticas diferentes a FNCER</p> <p>2. Complementar las reglas para incluir comunidades energéticas basadas en fuentes energéticas diferentes a FNCER: Modificar la Resolución CREG 101 072 de 2025 para incluir una regla que permita el reconocimiento de excedentes a un AC basado en fuentes energéticas diferentes a FNCER.</p> <p>La Ley 1715 de 2014 define el beneficio del crédito de energía para los GD y AGPE con FNCER. La misma Ley establece que la UPME es la encargada de establecer que otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER.</p> <p>De acuerdo con la definición de los recursos energéticos distribuidos de la Resolución 40283 de 2022, se entiende que este tipo de recursos puede utilizar otras fuentes energéticas por lo cual no deberían acceder a los beneficios otorgados por la Ley para las FNCER, y en tal sentido, se propone dar aplicación a fuentes energéticas diferentes a FNCER.</p>
<p>3.5. Solicitud de concepto CAC – Radicado CREG E2025007967</p>	<p>1. No regular: No modificar la Resolución CREG 101 072 de 2025 y aclarar las confusiones generadas sobre la liquidación de excedentes a precio de Mc para usuario AGPE nuevos durante el periodo de transición y los ajustes a los contratos de AGPE a través de la línea establecida en el Concepto CREG S2025005076.</p> <p>2. Ajustar la Resolución CREG 101 072 de 2025 para aclarar la transición del Pb a Mc y ajustar el texto sobre la</p>

Problema	Alternativa
	vigencia de los contratos AGPE: Realizar los ajustes requeridos a la Resolución CREG 101 072 de 2025 que permitan su aplicación de forma clara.

Tabla 2. Alternativas propuestas

6. SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS PARA LA PROPUESTA

Alternativas seleccionadas:
<p>Problema 3.1 Alternativa 2: Ajustar el tiempo de transición para la aplicación del Mc.</p>
<p>Problema 3.2 Alternativa 2: Modificar las reglas el tratamiento de excedentes de los AGPE en el ASIC y el LAC del Comercializador no integrado al OR.</p>
<p>Problema 3.3 Alternativa 2. Ajustar la regla conforme se propuso para autogeneración remota.</p>
<p>Problema 3.4 Alternativa 2. Complementar las reglas para incluir comunidades energéticas basadas en fuentes energéticas diferentes a FNCER.</p>
<p>Problema 3.5 Alternativa 2. Ajustar la Resolución CREG 101 072 de 2025 para aclarar la transición del Pb a Mc y ajustar el texto sobre la vigencia de los contratos AGPE.</p>
<p>Medidas a tomar</p> <ul style="list-style-type: none"> - Crear un artículo que aclare la transición del precio Mc en resoluciones CREG 174 de 2021 y CREG 101 072 de 2025 donde se aclaran las reglas para la transición al Mc. - Modificar los párrafos de los artículos 26, 27 y 28 de la Resolución CREG 101 072 de 2025 donde se ajusta el tiempo de transición hasta que la comisión defina a través de resolución el traslado del costo de compras de energía al valor del Mcm el cual aplicará a partir del mes siguiente de expedida. - Modificar el Anexo 2 de la Resolución CREG 101 072 de 2025 eliminando el párrafo 3 de este.

- Modificar el artículo 24 de la Resolución CREG 174 de 2021 para incluir en el Tratamiento de Excedentes de los AGPE en el ASIC y el LAC el caso de borde donde se presente que los excedentes de AGPE superen la demanda del comercializador y estos en vez de ser negativos, se reconozcan a precio de bolsa. Así mismo, contempla modificar la definición de las variables GR_m, Dem y el numeral 8.2.1 de la Resolución CREG 071 de 2006 para poder incluir lo anterior, ya que se trata de generación a favor del comercializador. Por otro lado, modificar el artículo 2 de la Resolución CREG 232 de 2015 y el numeral 1.1.1.2.1. del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995.
- Modificar el literal e) del artículo 8 de la Resolución CREG 101 072 de 2025 de forma que todo recurso en el sistema que tenga capacidad efectiva neta menor a 5 MW aplicaría procedimientos simplificados.
- Modificar el artículo 20 de la Resolución CREG 101 072 de 2025 para incluir un nuevo numeral que permita el reconocimiento de excedentes a un AC basado en fuentes energéticas diferentes a FNCER.

Tabla 3. Alternativas seleccionadas:

7. CONSULTA PÚBLICA

La propuesta regulatoria de que trata el Proyecto de Resolución se presenta para comentarios de los interesados durante un plazo de 10 días hábiles contados a partir del día siguiente al de publicación en la página web de la CREG.

En la página web también se encuentra el formato en Excel mediante el cual se solicita que sean enviados los comentarios antes de la fecha estipulada para tal fin.

Es oportuno mencionar que se ha previsto la posibilidad de realizar talleres para la socialización del proyecto regulatorio, los cuales serán informados oportunamente mediante circular expedida por el director ejecutivo de la Comisión.