# ANÁLISIS DE COMENTARIOS PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG 701 051 DE 2024

# COMUNIDADES ENERGÉTICAS

**DOCUMENTO CREG-901 079 de 2025**

**06-ABRIL-2025**

**CIRCULACIÓN:**

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

# CONTENIDO

1. ANTECEDENTES
2. RESUMEN DEL PROYECTO CREG 701 051 DE 2024
3. CONSULTA PÚBLICA
4. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA
5. OBJETIVO
6. AJUSTES AL PROYECTO REGULATORIO
7. ANÁLISIS DE IMPACTOS
8. ABOGACIA DE LA COMPETENCIA

ANEXO 1. MATRIZ DE COMENTARIOS

# COMUNIDADES ENERGÉTICAS

## 1. ANTECEDENTES

### 1.1 Principios para la regulación de Comunidades Energéticas

En primer lugar, debe recordarse 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.

Seguido, 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. Los servicios públicos hacen parte de las finalidades del Estado Social de Derecho.

Los artículos 1, 2, 3 y 4 de la Ley 142 de 1994 establecen que los servicios públicos domiciliarios son esenciales y que la intervención del Estado está encaminada, entre otros fines, a conseguir su prestación eficiente, asegurar su calidad, ampliar su cobertura, permitir la libre competencia y evitar el abuso de la posición dominante.

El numeral 14.18 del artículo 14 y el artículo 69, ambos de la Ley 142 de 1994, prevén a cargo de las comisiones de regulación la atribución de regular el servicio público respectivo con sujeción a la ley y a los decretos reglamentarios como una función de intervención sobre la base de lo que las normas superiores dispongan para asegurar que quienes presten los servicios públicos se sujeten a sus mandatos. Dicha atribución consiste en la facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y la ley, para someter la conducta de las personas que presten los servicios públicos domiciliarios y sus actividades complementarias a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos.

Según la Ley 142 de 1994, artículo 74, son funciones y facultades especiales de la 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.

En adición, 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.

Ahora bien, por principio de eficiencia económica, el cual es un principio a seguir en las reglas regulatorias, según la Ley 142 de 1994, se entiende que corresponde a: "(...) *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 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"*.

De todo lo anterior, es claro que la CREG debe establecer las reglas que correspondan para asegurar la prestación eficiente del servicio de energía eléctrica a través de mecanismos que busquen precios competitivos, distribuyendo los costos a aquellos que correspondan, siguiendo los lineamientos de la Ley y política pública.

Lo anterior también en armonía también con el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 que señala que corresponde a la CREG "*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".*

Es así como las reglas de comunidades energéticas (tema principal de este documento), la autogeneración y cualquier regla debe propender por cumplir con estos principios.

## 1.2 Inicios de la autogeneración y regulación actual

En el año 1994, mediante la Resolución CREG 084 de este mismo año, se inició la actividad de autogeneración, esto sin entrega de excedentes. Es decir, hace varios años atrás cualquier usuario podría convertirse en autogenerador mediante mecanismos solo para su consumo.

Posteriormente, 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.

Se resalta que el artículo 5 de la citada ley, incluye o renueva la definición de autogeneración como "*Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades. En el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin".*

Es así como esta Ley permitió que los autogeneradores, por primera vez, sin importar su tamaño pudieran entregar energía al sistema y venderla, definiendo que la UPME sería la encargada de diferenciar aquellos de pequeña o gran escala.

Luego, en cumplimiento de la Ley, la UPME, mediante Resolución 281 de 2015, determinó que los autogeneradores de pequeña escala (AGPE) son aquellos de capacidad de sus equipos de generación hasta 1 MW. Por lo que los de capacidad nominal superior corresponden a autogeneradores de gran escala (AGGE).

En particular, para la 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 y se crea el crédito de energía.

En específico, dicha Ley le confirió a la CREG la facultad de definir las normas para la remuneración de los excedentes que generen autogeneradores de pequeña escala de cualquier tecnología, y para aquellos que utilicen Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) se establece que los excedentes se reconocerán mediante un esquema bidireccional como créditos de energía.

Dicha Ley también delegó en el Ministerio de Minas y Energía expedir los lineamientos para la actividad de AGPE. Para lo cual, mediante el Decreto 348 de 2017 se definieron lineamientos para los Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE).

Así mismo, la citada Ley en su artículo 5, define la Generación Distribuida (GD) como "*la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL). La capacidad de la generación distribuida se definirá en función de la capacidad del sistema en donde se va a conectar, según los términos del código de conexión y las demás disposiciones que la CREG defina para tal fin*".

De lo anterior se concluye que la Ley crea dos figuras diferentes: i) ser un usuario autogenerador, o ii) instalar un generador para ser un generador distribuido (similar a cualquier generador actual en el sistema).

La misma Ley también determinó que debían incluirse en procedimientos simplificados de conexión para aquellos autogeneradores a gran escala con excedentes inferiores a 5 MW, lo cual se interpreta como una capacidad instantánea en el tiempo, esto ante la no precisión de la Ley en el sistema de unidades y su diferenciación entre energía y potencia.

Para todo lo anterior, la reglamentación de los AGPE, AGGE con excedentes de potencia instantáneos inferiores a 5 MW y la GD, se implementó mediante las Resoluciones CREG 030 de 2018, CREG 135 de 2021 y CREG 174 de 2021.

Se resalta que desde la Resolución CREG 030 de 2018, actualizada por la resolución CREG 174 de 2021, se continua con la aplicación del crédito de energía, el cual, como se citó, fue creado por Ley 1715 de 2014. En este documento se incluye un análisis del impacto de dicho lineamiento, pues se interpreta como un intercambio de energía con la red, el cual finalmente los costos de su aplicación se transfieren a los usuarios que no son autogeneradores en el mercado de comercialización, puesto que finalmente la energía es consumida por estos.

En cuanto a AGGE, la primera regulación en expedirse fue la Resolución CREG 024 de 2015, la cual aplicó para cualquier tamaño de autogeneradores, incluso los de pequeña escala, esto hasta que la CREG expidió la resolución CREG 030 de 2018, la cual hizo la diferencia para los de pequeña escala. Actualmente, dicha norma de 2015 continúa aplicando para los AGGE.

Por otro lado, en las Zonas no Interconectadas (ZNI), la actividad de generación se lleva a cabo en los mismos términos descritos en la definición de generación distribuida antes señalada; por tanto, la Resolución CREG 038 de 2018 dispuso en su artículo 19 lo siguiente, respecto de la generación distribuida en ZNI: "*La regulación de la actividad de generación distribuida en las zonas no interconectadas se encuentra contenida en la Resolución CREG 091 de 2007 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan*". En todo caso, la Resolución CREG 038 de 2018 aplica para cualquier tamaño de autogenerador y para generadores en las ZNI.

### 1.3 Comunidades organizadas y prestación de servicios públicos

Relacionado con el objeto de las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios, el parágrafo del artículo 18 de la Ley 142 de 1994 dispone: "*Independientemente de su objeto social, todas las personas jurídicas están facultadas para hacer inversiones en empresas de servicios públicos. En el objeto de las comunidades organizadas siempre se entenderá incluida la facultad de promover y constituir empresas de servicios públicos, en las condiciones de esta Ley y de la ley que las regule. En los concursos públicos a los que se refiere esta Ley se preferirá a las empresas en que tales comunidades tengan mayoría, si estas empresas se encuentran en igualdad de condiciones con los demás participantes"*.

Al respecto, se llama la atención sobre el término *comunidades organizadas*, el cual será incluido en la presente normativa y que se observará más adelante, puesto que en estas reglas dichas comunidades podrían comercializar energía como un agente del mercado.

### 1.4 Lineamientos en comunidades energéticas

Ahora bien, sobre las Comunidades Energéticas, el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023, Plan Nacional de Desarrollo, adicionó su definición en el artículo 5 de la Ley 1715 de 2014:

*(…) Comunidades Energéticas. Los usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos podrán constituir Comunidades Energéticas para generar, comercializar y/o usar eficientemente la energía a través del uso de fuentes no convencionales de energía renovables -FNCER-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.*

***Las Comunidades Energéticas podrán ser conformadas por personas naturales y/o jurídicas**. En el caso de las personas naturales y de las estructuras de Gobierno Propio de los Pueblos y Comunidades Indígenas y de las comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras que se constituyan como Comunidades Energéticas, podrán ser beneficiarias de recursos públicos para el financiamiento de inversión, operación y mantenimiento de infraestructura, con base en los criterios de focalización que defina el Ministerio de Minas y Energía. La infraestructura que se desarrolle con recursos públicos podrá cederse a título gratuito a las Comunidades Energéticas, en las condiciones que defina el Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con las entidades competentes.*

*Los parámetros de capacidad instalada, dispersión en áreas urbanas y en áreas rurales, y mecanismos de sostenibilidad serán definidos por el Ministerio de Minas y Energía y la Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME.*

*La Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG definirá en el marco de sus competencias las condiciones asociadas a los términos de la prestación del servicio de la Comunidad Energética.*

*Las Comunidades Energéticas, en lo relacionado con la prestación de servicios, serán objeto de inspección, control y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos. (…)*

En línea con lo anterior, 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.

De conformidad con lo establecido en el artículo 2.2.9.1.15, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, deberá realizar una actualización y armonización normativa con el fin de generar las condiciones necesarias para la integración de Autogeneración Colectiva (AGRC) y Generación Distribuida Colectiva (GDC) en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas, debiendo considerar criterios diferenciales para las comunidades energéticas, según los siguientes aspectos: Cargo por respaldo para conexiones de AGRC y GDC con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, registro de fronteras comerciales, reglas para la contabilización y entrega de excedentes, condiciones para la comercialización de energía, parámetros de calidad del servicio, tratamiento

frente a energía reactiva, tiempos de respuesta de los operadores de red, los demás que considere necesarias.

Así mismo, 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 y en consecuencia están habilitadas para prestar servicios.

Así las cosas, las comunidades energéticas pueden ser prestadores del servicio público de energía eléctrica en los términos del artículo 365 de la Constitución Política y del numeral 15.4 del artículo 15 de la Ley 142 de 1994.

El artículo 2.2.9.1.13 del citado decreto 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 Unidad de Planeación Minero Energética expidió 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 2 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 citada 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*)".

Por otro lado, mediante la Resolución 40136 de 2024, el MME creó el Registro Único de Comunidades Energéticas (RUCE) con base en lo dispuesto por los artículos 2.2.9.1.12. y 2.2.9.1.11 del Decreto 2236 de 2023, con el fin de promover el desarrollo de las comunidades energéticas y la articulación con la política energética nacional. Asimismo, mediante la Resolución 40137 de 2024, el MME definió los criterios de focalización para la orientación de recursos públicos con destino a Comunidades Energéticas.

Posteriormente, mediante la Resolución 40509 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía, se reglamentó el Registro de Comunidades Energéticas – RCE y se

definieron los Criterios de Focalización y Priorización para la orientación de recursos públicos con destino a las Comunidades Energéticas. Mediante esta resolución se derogaron las Resoluciones 40136 de 2023 y 40137 de 2023.

### 1.5 Lineamientos energía reactiva de autogeneración y comunidades energéticas

Otro tema para tener en cuenta en este análisis de antecedentes es el parágrafo 2 del artículo 4 del Decreto 929 de 2023, el cual establece que los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de FNCER están exentos del cobro de energía reactiva. Es importante mencionar en aplicación de lo anterior que la figura de AGPE es diferente a la de comunidades energéticas, esto pues, aunque comparten uno de los principios que es autogenerar, ambas son figuras creadas de forma independiente con objetivos que pueden llevar a reglas diferenciadas, esto pues las comunidades energéticas se crearon con condiciones particulares sobre los autogeneradores. Se suma a lo anterior que el cobro de energía reactiva obedece al cumplimiento de una metodología tarifaria (Resolución CREG 015 de 2018); por lo cual, al ser la comunidad energética una figura diferente al AGPE, la misma no podría exonerarse de tal cobro y, en su lugar, es mejor es establecer una regla transitoria como se presentará más adelante en este documento.

En relación con lo anterior, en cuanto a lo señalado en el literal f) del artículo 2.2.9.1.15 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 2236 de 2023, donde se establece que se deberán considerar criterios diferenciales para las comunidades energéticas, en particular respecto al tratamiento frente a energía reactiva, encuentra esta Comisión que, teniendo en cuenta que las cargas que se conectan a los sistemas de distribución en las Zonas No Interconectadas no tienen grandes consumos de energía reactiva, no se considera necesario incorporar criterios adicionales a lo ya previsto regulatoriamente. No obstante, en lo concerniente al cobro de transporte de energía reactiva esta Comisión se encuentra adelantando estudios relacionados con la metodología de remuneración de distribución en ZNI a aplicar en el siguiente periodo tarifario y este es uno de los temas de estudio.

Para lo anterior y aplicando en el SIN, el Decreto anterior define que se deben tener requisitos diferenciales para la reglamentación de energía reactiva, pero no exonera dicha figura de comunidad energética de tal reglamentación como si ocurre con los AGPE con FNCER.

### 1.6 Lineamientos contrato de respaldo

Por otro lado, el literal a) del artículo 2.2.9.1.15 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 2236 de 2024, señala que se deberán considerar criterios diferenciales para las comunidades energéticas, en particular, respecto al cargo por respaldo para conexiones de AGRC y GDC con fuentes no convencionales de energía renovable, encuentra esta Comisión que, dadas las condiciones de prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI donde se observa que, en la mayoría de los casos, la

prestación del servicio es por menos de veinticuatro (24) horas, hay continuas interrupciones en la prestación del servicio y las restricciones del distribuidor en ZNI de asegurar las condiciones requeridas para ofrecer capacidad de respaldo, este tema es objeto de futuros desarrollos regulatorios.

Así las cosas, en lo relativo al contrato de disponibilidad de capacidad de respaldo en las ZNI esta Comisión se encuentra adelantando estudios relacionados con este tema y, de encontrarlo procedente, se incluya dentro del nuevo reglamento de prestación de servicio de energía eléctrica en las ZNI que se encuentra previsto dentro de la Agenda Regulatoria Indicativa del año 2025.

En cuanto al SIN, se incluirá el análisis, pues conforme la Resolución CREG 015 de 2018, el contrato de respaldo tiene unos objetivos específicos, que buscan que los autogeneradores cuenten con la capacidad de red cuando demanden energía del sistema y que los costos de la red se asignen una forma eficiente.

### 1.7 Protección de los usuarios

En el marco de lo señalado en el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023, en lo que respecta a la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica por parte de las comunidades energéticas, para la protección de los usuarios finales se deberán atender las disposiciones legales y regulatorias contenidas en la Ley 142 de 1994, la Resolución CREG 108 de 1997, la Resolución CREG 135 de 2021 y todas aquellas que contengan disposiciones relacionadas con la protección de los usuarios.

### 1.8 Decreto 1403 de 2024

Mediante el Decreto 1403 de 2024, se dictaron lineamientos adicionales de política energética en materia de autogeneración y producción marginal de forma remota. Sobre este tema, la Comisión inició los análisis y regulará lo correspondiente en resolución independiente. El primero documento publicado se encuentra en la Circular CREG 136 de 2025.

No obstante, se entiende que un AGRC es similar a un autogenerador remoto al menos en un caso, por lo cual se estaría abarcando parcialmente el Decreto 1403 de 2024 para algunos usuarios. Esto se explicará más adelante.

## 2. RESUMEN DEL PROYECTO CREG 701 051 DE 2024

A continuación, se realiza un resumen de las reglas del proyecto de Resolución CREG 701 051 de 2024, y más adelante se presentarán los ajustes realizados al proyecto regulatorio producto de la consulta pública y el análisis realizado por la Comisión.

- **Aspectos Generales**

a) El objetivo es regular aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de las Comunidades Energéticas (CE) al Sistema de Distribución Local (SDL) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en las Zonas No Interconectadas (ZNI), conforme a lo estipulado en el Decreto 2236 de 2023.

b) Las reglas solo aplican para CE con uso de FNCER, conforme lo dispone la Ley 2294 de 2023.

c) De acuerdo con la definición de las comunidades energéticas contenida en la Ley 1715 de 2014 y lo establecido en el decreto 2236 de 2023, estas comunidades pueden presentar múltiples esquemas de conexión al Sistema Energético Nacional (SEN); es decir, al Sistema de Distribución Local (SDL) en el caso del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y a los Sistemas de Distribución en las Zonas No Interconectadas (ZNI). No obstante, en el proyecto regulatorio, se identifican dos esquemas principales a partir de los cuales se podrán realizar algunas combinaciones. En el primer esquema considerado, la comunidad energética tiene un único punto de conexión y en el segundo esquema se presentan múltiples puntos, como se explica a continuación.

En el primer esquema, una o varias comunidades energéticas requieren de su conexión, de forma permanente o intermitente, en un único punto de conexión, según lo ilustrado en la figura 1.

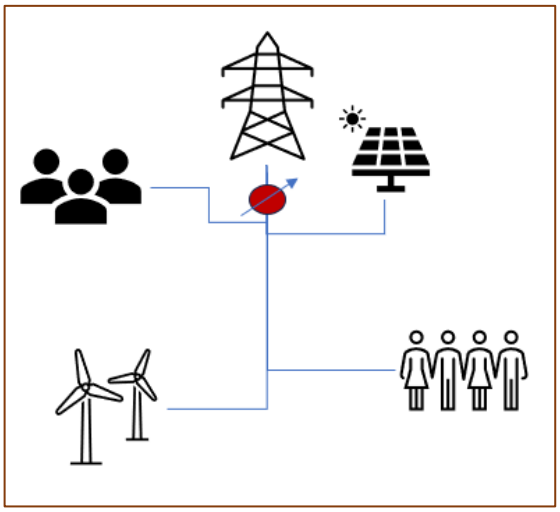

*Figura 1 Comunidad energética con un único punto de conexión*

Como se aprecia en el esquema, existe una única conexión al SEN con un sistema de medida en el punto de conexión, simbolizado como el punto rojo.

El segundo esquema considerado, está determinado por una o varias comunidades energéticas con múltiples puntos de conexión al SEN, donde cada uno de ellos tiene una conexión independiente, de forma permanente o intermitente, según lo ilustrado en los esquemas de la figura 2:

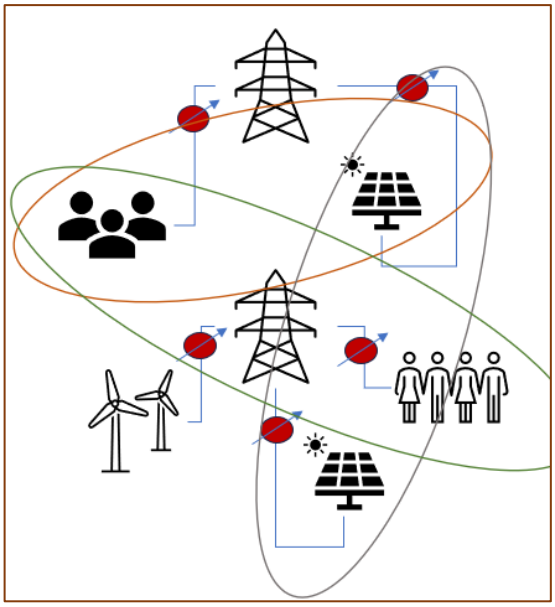

*Figura 2 Comunidad energética con múltiples puntos de conexión*

Como se aprecia en el esquema de la figura 2, existen varios puntos de conexión, donde cada uno de ellos presenta un sistema de medida en la frontera, simbolizado como el punto rojo en el diagrama.

En estas fronteras se registrarán las transacciones comerciales que se realicen entre el Comercializador que atiende la comunidad energética y los usuarios integrantes de esta, donde cada frontera debe cumplir con los requisitos de medida, de acuerdo con la regulación vigente.

Algunas de las diferencias que introduce el esquema de comunidades energéticas respecto del esquema actual corresponde al tipo de actividad que realizan y la interacción comercial con otros agentes, en particular, de acuerdo con el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 y el Decreto 2236 de 2023, las comunidades energéticas, están habilitadas para realizar las actividades de "*Autogeneración Colectiva", AGRC,* y "G*eneración Distribuida Colectiva", GDC.*

En el caso de la AGRC, en la figura 3 se muestran los esquemas generales para la conexión al SEN, partiendo del esquema de la izquierda el cual representa un autogenerador individual bajo la normatividad vigente (Resolución CREG 024 de 2015, Resolución CREG 135 de 2021 y Resolución CREG 174 de 2021 en el SIN y Resolución CREG 038 de 2014 en las ZNI), cuya producción de energía se realiza principalmente para atender sus propias necesidades sin utilizar activos de uso de distribución y es posible entregar excedentes a la red.

En el esquema del centro, se representa la figura de un Autogenerador Colectivo, AC, con un único punto de conexión al SEN. En el interior de esta comunidad de autogeneración se pueden encontrar múltiples combinaciones

para su conformación, donde los integrantes de esta pueden representar únicamente cargas o cargas con equipos de autogeneración en el mismo sitio o equipos de autogeneración en sitios distintos a los de consumo, cuyos intercambios energéticos están a cargo de la propia comunidad energética. De cualquier forma, toda la comunidad, representada por una única persona, interactúa como un sólo AC a través de la frontera comercial de la comunidad energética, pudiendo entregar excedentes a la red en el caso en que estos se generen.

Finalmente, en el esquema de la derecha de la figura 3 se representa un AC con múltiples puntos de conexión, permitiendo la liquidación de sus fronteras como una sola comunidad, independientemente de que algunos de sus integrantes puedan estar en sitios geográficamente distintos, siempre con la limitación de pertenecer a un mismo sistema de distribución local, SDL[1], o el criterio de dispersión definido por la UPME.

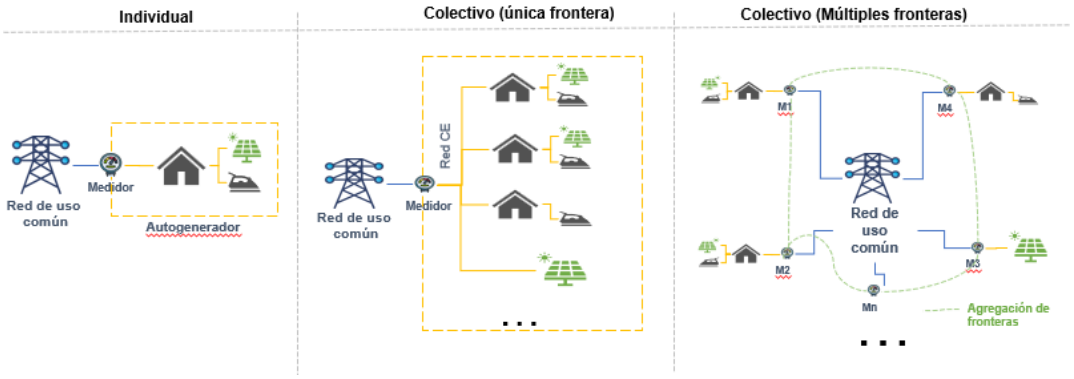


*Figura 3 Esquema general de AGRC*

De forma similar al caso de la autogeneración colectiva, los generadores colectivos pueden presentar diferentes variantes para la conexión al SEN, cuya principal diferencia es que en este caso al interior de cada una de las fronteras comerciales únicamente se encuentran ubicados equipos de generación, en la figura 4 se muestra el esquema general para un GDC.

[1] Para el caso del sistema interconectado nacional.

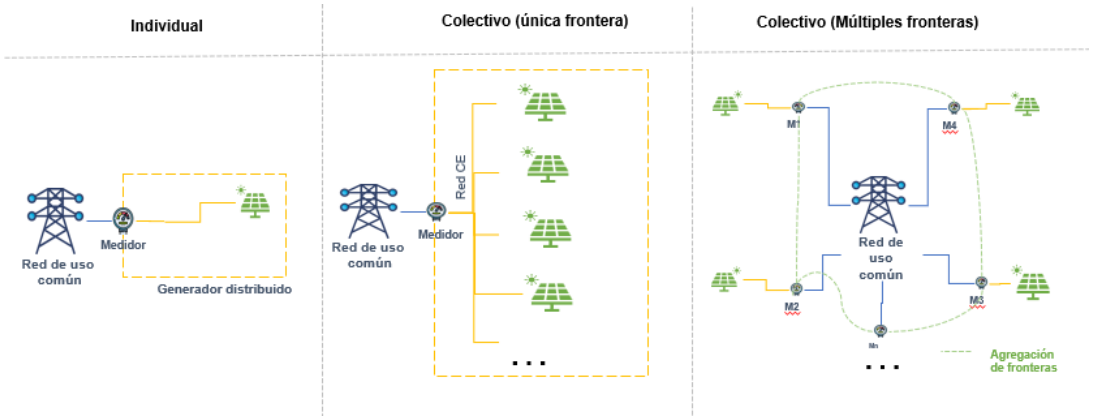


*Figura 4 Esquema general de GDC*

- **En el SDL del SIN:**

a) Las CE que tengan por objeto la comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados o no regulados deberán dar cumplimiento a lo establecido en la resolución CREG 156 de 2011, CREG 157 de 2011 y todas aquellas que contengan disposiciones relacionadas con la comercialización de energía eléctrica. El proyecto regulatorio, adicionalmente, contempla algunos criterios diferenciales para las transacciones de energía realizadas al interior de las comunidades energéticas constituidas, con base en las estructuras de Gobierno Propio de los Pueblos y Comunidades Indígenas y de las comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras que se constituyan como Comunidades Energéticas (CEEP) que se interconectan con el SEN en un único punto.

b) Los usuarios de todas las comunidades energéticas tendrán los deberes y derechos establecidos en la Resolución CREG 108 de 1997, CREG 131 de 2021 y todas aquellas que contengan disposiciones relacionadas con la protección de los usuarios, a excepción de los usuarios de comunidades energéticas constituidas con base en las estructuras de Gobierno Propio de los Pueblos y Comunidades Indígenas y de las comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras que se constituyan como Comunidades Energéticas (CEEP), a las cuales se les brindan algunas particularidades: tarifas no superiores a las que tiene el comercializador integrado con el operador de red, tienen un representante que los atiende, independización de sus consumos cuando lo requieran, y obtener otros servicios que precisen a costos no superiores a los del operador de red de la zona.

c) Los Autogeneradores Colectivos (AC) o Generadores Distribuidos Colectivos (GDC) serán parte de una CE. Les aplicarán las reglas de la Resolución CREG 075 de 2021 o 174 de 2021 conforme la capacidad instalada de la misma forma que en dichas normas.

d) El proceso de conexión solicita declarar la capacidad instalada individual de todos los equipos de generación y la potencia máxima a entregar al sistema (conocida como potencia máxima declarada).

e) Los AC o GDC de una CE, podrán entrar en operación en fechas diferentes.

f) Se debe entregar la información general para identificar los AC o GDC, como por ejemplo la información de la frontera comercial y el registro en el RCE, un acuerdo o Convenio de Conformación de la Comunidad Energética, ACE.

g) Como mecanismo de instalación de medidores, el comercializador tendrá un plazo de 15 días hábiles. Este costo puede ser transferido directamente a la CE, lo importante es la instalación del medidor para proceder con la entrega de energía.

h) Las fronteras comerciales les aplica la reglamentación vigente: Resoluciones CREG 156 y 157 de 2011.

i) Se incluyen reglas para adicionar o retirar integrantes de un AC o un GDC, simplemente informando sobre dicho suceso con una comunicación y actualizando el formulario de conexión simplificado.

j) Cuando los activos eléctricos a los que se conecta un integrante de la comunidad sean de uso y responsabilidad de un Operador de Red, se deberá cumplir con lo establecido en las resoluciones CREG 070 de 1998 y CREG 015 de 2018. En caso de que la red de uso llegue hasta el punto de conexión de la frontera que agregue varios integrantes de una CE, la remuneración y operación de los activos eléctricos al interior de la CE será la resultante del común acuerdo entre las partes y no hace parte de la actividad de distribución.

k) Para la conexión de comunidades energéticas que desarrollen la actividad de AGRC, el valor por respaldo de red será el resultante de la aplicación del Capítulo 10 de la Resolución CREG 015 de 2018 por cada punto de conexión.

l) La calidad del servicio brindada por el OR en el punto de conexión de una comunidad energética interconectada al SDL se medirá a través de los indicadores de calidad media e individual establecidos en el numeral 5.2 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018.

m) Las condiciones de calidad del servicio que se brindarán al interior de la comunidad energética cuando esta se conecte al SEN a través de un único punto de conexión, deberán ser incluidas en términos de duración y frecuencia en el acuerdo o Convenio de Conformación de la Comunidad Energética, ACE.

n) Por cada punto de conexión al SDL se determinarán los costos por el transporte de energía reactiva en exceso sobre los límites de que trata la Resolución CREG 015 de 2018, considerando un factor M igual a 1 durante los 24 meses contados a partir de su conexión al SDL.

o) Se aplicarán las mismas reglas de AGPE de que trata la resolución CREG 174 de 2021 para la remuneración de excedentes y aplicación del crédito de energía, esto conforme la capacidad nominal del AC.

Es decir, se aplica crédito de energía hasta el consumo y lo que exceda dicho consumo, le aplica el precio promedio de los contratos con destino al mercado regulado o MC. Esto pues en estas reglas a los AGPE se les modifica la remuneración de dicha energía excedente por encima del consumo al MC (antes el precio de bolsa). Sobre el crédito de energía, este se aplica conforme la capacidad nominal.

El MC es considerado un precio con formación de largo plazo que remunera la energía de usuarios regulados y que intenta no trasladar costos ineficientes a la demanda. Así mismo, al cambiar al MC, no se tendrá un precio volátil como lo es el precio de bolsa, haciendo la remuneración mucho más fácil de aplicar.

El MC es la variable de que trata el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007 el mes de la liquidación, expresado en COP/MW.

p) Para el crédito de energía se permite que el AC decida en que porcentaje se repartirán los excedentes para cada usuario. Dichos porcentajes deben ser declarados.

q) Si la capacidad nominal excede 1 MW, se aplicarán las reglas del AGGE, es decir, la Resolución CRG 024 de 2015.

r) Es así como, tanto para un AGPE como para un AC, le aplican los mismos precios para no tener reglas diferenciales en capacidades similares.

s) Para el GDC se determina inicialmente la regla de que se le remunera por la energía entregada el MC más un beneficio por reducción de pérdidas. Esto pues en estas reglas a los GD se les modifica la remuneración de la energía al MC (antes el precio de bolsa), por las mismas razones expuestas que para el AGPE.

t) El beneficio por reducción de pérdidas aplica siempre y cuando la capacidad del circuito donde se conecta el GDC sea mayor a la capacidad de este último.

u) También podrán vender energía como plantas menores o no despachadas centralmente, aplicando la Resolución CREG 096 de 2019, igual que un GD.

v) Es así como, tanto para un GD como para un GDC, le aplican los mismos precios para no tener reglas diferenciales.

w) El artículo 2.2.9.2.1 del Decreto 2236 de 2023 dispone que las comunidades energéticas podrán ser beneficiarias de recursos públicos para el financiamiento de inversión, operación y mantenimiento de infraestructura. Adicionalmente, que cuando la solución energética sea financiada con recursos 100% públicos no serán receptores de subsidio por menor tarifa. En el caso en que la infraestructura sea financiada parcialmente con recursos

públicos, la CREG determinará el esquema para la asignación del subsidio por menor tarifa, en función del porcentaje de participación de los recursos públicos y en función de la cantidad de energía entregada por la solución energética.

La aplicación de los subsidios del servicio público domiciliario de energía eléctrica se realiza de acuerdo con lo establecido en el artículo 3 de la Ley 1117 de 2006, según el cual la CREG define las fórmulas aplicables. En ese sentido, la Comisión expidió la Resolución CREG 105 006 de 2023 que contiene las fórmulas para el cálculo de los subsidios aplicables al consumo de energía eléctrica y gas combustible por red de tubería de los usuarios residenciales de estrato 1 y 2 conforme a lo establecido en el artículo 272 de la Ley 2294 de 2023.

Ahora bien, la aplicación de los subsidios por menor tarifa a comunidades energéticas financiadas parcial o totalmente con recursos públicos dependerá de los lineamientos de política pública que determine el Gobierno Nacional y el esquema que se defina para la entrega de estos en el marco de la Ley 142 y 143 de 1994. En ese sentido, la Comisión y el Ministerio continuarán analizando las alternativas para la aplicación de los subsidios y en resolución aparte se establecerán las reglas necesarias, conforme a las competencias de la CREG.

- **En Zonas No Interconectadas - ZNI:**

a) Definición de fronteras en ZNI: en el proyecto de resolución se propone la definición general de frontera aplicable a Zonas No Interconectadas, la cual se clasifica dependiendo del tipo de actividad que realiza la comunidad energética, ya sea como frontera de generación distribuida o generación distribuida colectiva, frontera de usuario o como frontera de autogeneración o autogeneración colectiva. Estas definiciones son aplicables a su vez para la entrega y remuneración de excedentes de autogeneración y autogeneración colectiva.

b) Reporte de fronteras en ZNI: Con base en las definiciones de fronteras en ZNI, se propuso incluir una disposición relativa al reporte de dichas fronteras. De acuerdo con lo anterior, en el proyecto de resolución se propone que el representante de la comunidad energética para el caso de generadores distribuidos colectivos o autogeneradores colectivos, debe hacer el reporte de fronteras comerciales ante el comercializador, especificando el tipo de actividad que realiza la comunidad energética y la actualización pertinente ya sea que se incluya o se elimine una frontera.

c) Contratos de conexión: en el proyecto de resolución se propone la armonización del tema de contratos de conexión con base en el artículo 5o de la Resolución CREG 038 del 2018, adicionando el tipo de contrato de que se

debe suscribir teniendo en cuenta la frontera en ZNI y la actividad que desarrolle la comunidad energética.

d) Formulario de solicitud de conexión, contenido de estudios de conexión estándar y pruebas para la conexión: se armoniza lo relativo al formulario de solicitud de conexión, el contenido de estudios de conexión estándar y pruebas de conexión para autogeneradores colectivos y generadores distribuidos colectivos de acuerdo con lo previsto en las Circulares CREG 037 y 085 del 2018.

e) Condiciones y procedimientos de conexión como autogeneradores colectivos: se incluye en el proyecto de resolución lo relacionado a las condiciones para conexión de autogeneradores colectivos al sistema de distribución en ZNI, con base en el artículo 15 de la Resolución CREG 038 del 2018. Adicionalmente se armoniza el procedimiento de conexión al sistema de distribución para autogeneradores tanto para los que tienen una potencia instalada menor o igual a 100kW como para los que tienen una potencia instalada mayor a 100kW, de acuerdo con lo establecido en los artículos 16 y 17 de la Resolución CREG 038 del 2018 y la circular CREG 085 del 2018.

f) Obligaciones de los agentes: Para el caso de los autogeneradores colectivos, se realiza la armonización de las obligaciones con base en lo establecido en los artículos 10, 11 y 12 de la Resolución CREG 038 del 2018, en los cuales se especifica que el procedimiento que se debe llevar a cabo con el fin de informar al distribuidor si el autogenerador colectivo va o no va a entregar excedentes a la red. Para el caso de los distribuidores, se realiza la armonización de las obligaciones con base en el artículo 13 de la Resolución CREG 038 del 2018, en el cual para este caso se especifican las actividades que debe realizar el distribuidor con el fin de mantener actualizada toda la información relativa a los autogeneradores colectivos que se encuentren conectados al sistema de distribución en ZNI.

g) Reglas para la contabilización y entrega de excedentes: Para el caso la actividad de autogeneración colectiva, se modifica el artículo 20 de la Resolución CREG 038 del 2018 y se ajusta la expresión de la liquidación de excedentes de autogeneración, teniendo en cuenta el cargo máximo de generación por tecnología y el porcentaje de distribución del balance de excedentes de la frontera. Adicionalmente se incluyen unos parámetros condicionales, con los cuales se verifica de acuerdo con cada caso quien debe realizar el pago del valor de la liquidación de excedentes ya sea el autogenerador colectivo o el comercializador.

h) Requisitos de medición: Para el caso de los autogeneradores colectivos que entregan excedentes, se armoniza la regulación vigente en cuanto a lo dispuesto en el artículo 8 de la Resolución CREG 038 del 2014.

i) Tiempos de respuesta de los operadores de red: En el proyecto regulatorio armoniza la regulación de acuerdo con lo previsto en la Resolución CREG 038

del 2018, en la cual se tienen definidas las condiciones y los procedimientos de conexión.

## 3. CONSULTA PÚBLICA

El 19 de junio del 2024, la CREG sometió a consulta el Proyecto de Resolución CREG 701 051 *"Por la cual se armoniza la regulación para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Energético Nacional y se dictan otras disposiciones*". Atendiendo a la consulta, se recibieron los comentarios de los interesados con los siguientes radicados:

| Nombre | Radicado |
|---|---|
| ASOCIACIÓN NACIONAL DE EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS Y COMUNICACIONES - ANDESCO | E2024009147 |
| OGE ENERGY | E2024009403 |
| SOLENIUM | E2024009571 |
| POLENT TRANSICIONES JUSTAS | E2024009685 |
| CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN - CNO | E2024009773 |
| ASOCIACIÓN NACIONAL DE EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS Y COMUNICACIONES - ANDESCO | E2024009780 |
| UNERGY | E2024009788 |
| INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGÍA - INM | E2024009804 |
| CELSIA | E2024009810 |
| NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P. | E2024009811 |
| SOLENIUM | E2024009816 |
| EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN - EPM | E2024009819 |
| ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA – ACOLGEN | E2024009821 |
| GLU ENERGY | E2024009822 |
| COLOMBIA INTELIGENTE | E2024009824 |
| GRUPO DE ENERGÍA DE BOGOTÁ - GEB | E2024009827 |
| GRAN TIERRA ENERGY | E2024009830 |
| USAENE | E2024009833 |
| ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA - ASOCODIS | E2024009834 |
| EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS - ECOPETROL | E2024009835 |
| EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO | E2024009836 |
| PAULO MANUEL DE OLIVEIRA DE JESUS - UNIANDES | E2024009837 |
| COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S E.S.P | E2024009838 |
| ENEL | E2024009840 |
| ADMINISTRADORES DEL MERCADO ELÉCTRICO - XM | E2024009841 |
| TERPEL | E2024009846 |
| SER COLOMBIA | E2024009848 |
| ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE ENERGÍA SOLAR - ACOSOL | E2024009851 |
| OPTIMA CONSULTORES | E2024009852 |
| CAC | E2024009855 |
| GEOPARK | E2024009857 |
| EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO | E2024009858 |
| VATIA | E2024009859 |
| EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA – EEP | E2024009860 |
| AIR-E | E2024009862 |
| ESTUDIO LEGAL HERNANDEZ | E2024009864 |

| | |
|---|---|
| EMPRESA GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P. - GECELCA | E2024009865 |
| ULRIK OMAR SEBASTIAN KOHL | E2024009866 |
| CELSIA | E2024009872 |
| SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS – SSPD | E2024009997 |
| ENERGIAS Y TELECOMUNICACIONES | E2024010000 |
| GE PROYECT INGENIERIA | E2024010001 |
| GRUPO DE ENERGÍA DE BOGOTÁ - GEB | E2024010044 |
| OGEENERGY | E2024009403 |
| EMPRESA DE ENERGÍA DEL ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA - EEDAS | E2024014203 |

En el Anexo I, se da respuesta a los comentarios realizados por los interesados.

## 4. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Se identifica que el problema a resolver está asociado con la armonización de una serie de normas que se requieren no solo para encontrar, en un solo lugar, las reglas a seguir para la operación y desarrollo de las comunidades energéticas en el país, considerando tanto la regulación existente como los nuevos desarrollos cuando no existan referencias aplicables en la regulación vigente, para abordar alguno de los temas establecidos en el Decreto 2236 de 2023, sino para que la figura como tal pueda implementarse y operar en debida forma.

## 5. OBJETIVO

Con base en lo establecido en el Decreto 2236 de 2023, armonizar la normatividad que corresponda para permitir la operación de las comunidades energéticas, compilando la regulación existente y desarrollando los elementos nuevos que correspondan.

## 6. AJUSTES AL PROYECTO REGULATORIO

A continuación, se resumen los ajustes realizados en el proyecto regulatorio producto del análisis de los comentarios presentados por los interesados y los análisis de la Comisión, permitiendo aclarar y modificar algunos aspectos relevantes que se detallan en cada numeral.

### 6.1. Esquema de conexión de las comunidades energéticas

En el numeral 5 del documento CREG 901 099 de 2024 se identificaron dos alternativas para la conexión de las comunidades energéticas (CE) al Sistema de Distribución, la primera de ellas consiste en una o varias comunidades energéticas que requieren su conexión, de forma permanente o intermitente, en un único punto de conexión. La segunda alternativa está determinada por una o varias comunidades energéticas con múltiples puntos de conexión, donde cada uno de ellos tiene una conexión independiente, de forma permanente o intermitente.

En ese sentido, el proyecto regulatorio publicado para comentarios contempló las dos alternativas para la conexión de las CE, el primero de ellos exclusivamente para las comunidades denominadas como CEEP, comunidades energéticas constituidas con base en las estructuras de Gobierno Propio de los Pueblos y Comunidades Indígenas y de las comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras, descritas en el Decreto 2236 de 2023.

Para estas comunidades CEEP, el proyecto regulatorio contempló criterios diferenciales en cuanto a los derechos y deberes de los usuarios y condiciones para las transferencias de energía al interior de estas comunidades, incluyendo una regla diferencial para permitir la conexión de usuarios a través de un único punto de conexión o fronteras agrupadoras.

No obstante, en el periodo de consulta se recibieron múltiples comentarios acerca de los posibles riesgos de esta alternativa, al considerar que se puede poner en riesgo la prestación del servicio de energía eléctrica para los usuarios al no dejar claras las responsabilidades frente al usuario y otros agentes; en ese sentido, se determinó acoger los comentarios de los agentes, en el sentido de que todos los usuarios del servicio de energía eléctrica pertenecientes a un autogenerador colectivo tengan un punto de conexión y frontera comercial, eliminando la posibilidad de las fronteras agrupadoras.

En ese sentido, al contar con fronteras comerciales independientes para cada usuario, permite la delimitación de las responsabilidades respecto a la calidad en la prestación del servicio, expansión, operación y mantenimiento de las redes, medición y facturación, así como los mecanismos para la protección de los derechos de los usuarios pertenecientes a algún tipo de comunidad energética.

Para cumplir con este objetivo se realizan las siguientes modificaciones al proyecto regulatorio:

- Eliminar las excepciones al cumplimiento de los mecanismos para la protección de los derechos de los integrantes de la comunidad energética CEEP establecidos en el artículo 4 del proyecto regulatorio 701 051 de 2024. En la resolución definitiva se establece que todos los usuarios pertenecientes a un autogenerador colectivo, independiente de la naturaleza de la comunidad energética, cuentan con los mismos derechos y deberes, previstos en las Resoluciones CREG 108 de 1997 y CREG 135 de 2021, así como otras resoluciones con disposiciones en materia de protección de derechos de los usuarios.

- Eliminar las condiciones para las transacciones de energía al interior de una CEEP dispuestas en el artículo 6 del proyecto regulatorio, esto debido a que al considerar que todos los usuarios cuentan con fronteras comerciales independientes, deberán ser atendidos por un comercializador, quien a su vez es el responsable de la prestación del servicio.

- Eliminar la excepción a fronteras agrupadoras incluida en el artículo 9 del proyecto regulatorio, el cual permitía que los usuarios integrantes de fronteras

comerciales asociadas con las CEEP quedarán exceptuados del cumplimiento de lo establecido en el literal d. del numeral 7 del artículo 4 de la Resolución CREG 157 de 2011 y del cumplimiento de lo establecido en el artículo 14 de la Resolución CREG 156 de 2011.

## 6.2. Conformación de un AC y un GDC

Varios de los comentarios presentados por los interesados tienen como objetivo aclarar la conformación de las comunidades energéticas cuando realicen las actividades de AGRC, GDC o la comercialización de energía eléctrica.

Al respecto, de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto 2236 de 2023, las CE se deben constituir a través de la forma asociativa que consideren pertinente y por ende en ese acuerdo debe establecerse la forma en que van a funcionar, la distribución de los excedentes de energía, responsabilidades frente a la Administración, Operación y Mantenimiento de los equipos de la comunidad energética, quien va a ser su representante y todo ello sin necesidad de registro mercantil, el cual se reemplaza para todos los efectos con el Registro de la Comunidad Energética (RCE).

Adicionalmente, se aclara que, en el caso en que la CE tenga por objeto la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, es decir realice la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados o no regulados, deberá constituirse en alguna de las formas autorizadas previstas en el artículo 15 de la Ley 142 de 1994, para ser prestador del servicio público.

Cuando la CE desarrolle las actividades GDC y AGRC deberá constituir de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 174 de 2021 o Resolución CREG 024 de 2015 según aplique. Ahora bien, actividades de AGRC y GDC son actividades diferentes (excluyentes). En el caso de la GDC la vocación es únicamente vender energía al sistema, por este motivo las fronteras comerciales que hagan parte de un GDC únicamente podrán inyectar energía. En la Figura 5 se muestra un ejemplo de GDC, donde las fronteras comerciales M1, M2, …, Mn, tienen exclusivamente la capacidad para exportar energía, y la agregación de fronteras se realiza con fines comerciales para la liquidación de la energía vendida a la red.

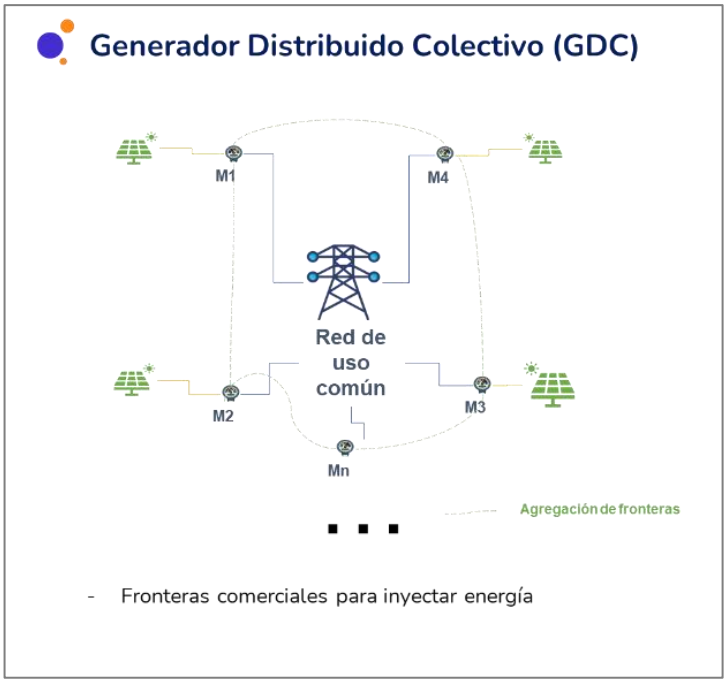


*Figura 5 Ejemplo conformación de GDC*

Respecto a los AC, podrán considerar fronteras de consumo, inyección o inyección y consumo como se puede observar en la Figura 6.

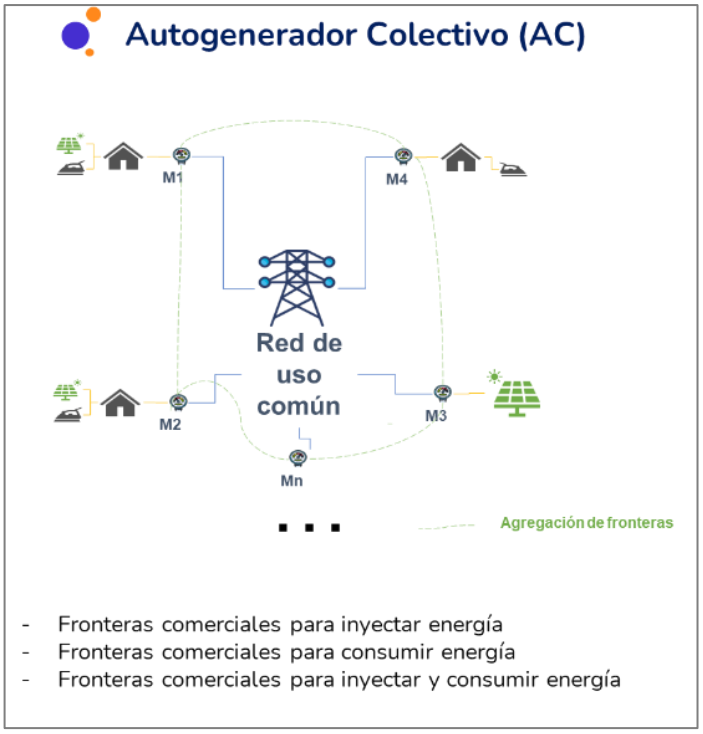


*Figura 6 Ejemplo conformación de un AC*

En ese sentido se incluye en la resolución definitiva dos artículos con las reglas de conformación para un AC y un GDC.

Nótese que un AC o un GDC tiene fronteras comerciales independientes para cada participante, lo cual determina que cada usuario miembro del AC o el GDC debe estar conectado a la red de uso común, sin que existan conexiones por medio de redes internas entre usuarios. En ese sentido, también se elimina el artículo asociado a operación de los activos eléctricos al interior de una CE, en donde se definían reglas de operación en redes internas.

Así mismo, nótese que un AC tiene al menos dos de las siguientes características en un punto de conexión, lo cual se aclara en la conformación de un AC:

a. Puntos de conexión con capacidad para inyectar energía al SDL del SIN o Sistema de Distribución de una ZNI.

b. Puntos de conexión con capacidad para consumir energía del SDL del SIN o Sistema de Distribución de una ZNI.

c. Puntos de conexión con capacidad para inyectar o consumir energía del SDL del SIN o Sistema de Distribución de una ZNI.

Adicionalmente, se aclara que un AC puede ser constituido exclusivamente con punto de conexión descritos en el literal c.

En ese sentido, la regulación no limitará la posibilidad de que una única persona natural o jurídica con más de una frontera comercial con las características descritas anteriormente, pueda conformar una Comunidad Energética en los términos del Decreto 2236 de 2023, de tal forma que comparta los excedentes de energía entre las fronteras comerciales que conforman un Autogenerador Colectivo, con las mismas reglas de remuneración y en general que aplican a un AC. Con esto se daría cumplimiento parcialmente a las disposiciones del Decreto 1403 de 2024 para ejercer la actividad de autogeneración remota por una única persona natural o jurídica.

## 6.3. Precio de las ventas de energía y comunidades energéticas

A continuación, se describen las consideraciones y los ajustes realizados en el proyecto regulatorio respecto al precio de venta de la energía para los AC y los GDC.

### 6.3.1. Precio de las ventas de energía de AGPE, GD y comunidades energéticas con mismas capacidades

Actualmente el AGPE con FNCER puede vender conforme a la Resolución CREG 174 de 2021 aplicando créditos de energía y la energía en exceso al precio de bolsa.

Lo anterior de acuerdo con lo siguiente:

I. Para el AGPE con capacidad instalada o nominal menor o igual a 100 kW (0,1 MW):

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 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.

II. Para AGPE con capacidad instalada o nominal mayor a 100 kW (0,1 MW) y menor o igual a 1.000 kW (1MW):

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 por cada kWh el costo de agregado de las variables $T_m$, $D_{n,m}$, $Cv_{m,i,j}$ $PR_{n,m,i,j}$ y $R_{m,i}$; según lo definido en la Resolución CREG 119 de 2007.

Igualmente, en el caso de usuarios no regulados, estas variables corresponden a las pactadas entre las partes.

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.

Respecto al caso del día en que se presente una condición crítica, la Resolución CREG 101 066 de 2024 actualizó la disposición en cuanto a que los precios de compra de excedentes, o la energía que venda un GD, que se hayan pactado al precio de bolsa nacional o estén en función de este no podrán superar el precio de las transacciones en bolsa que le aplique según el precio de escasez activado, si el precio pactado superó el precio de escasez de activación de que trata la Resolución CREG 071 de 2006. Esta disposición debe mantenerse en las reglas de comunidades energéticas y también para AGPE y GD, indiferentemente del precio al

que se venda la energía, esto pues en ningún caso el precio a remunerar en el mercado puede superar el precio de escasez que aplique.

Ahora bien, en la Resolución de consulta CREG 701 051 de 2024 se propuso:

a) Para las AC con capacidad instalada o nominal por usuario menor o igual a 100 kW, aplica lo establecido en la Resolución 174 de 2021 para esas mismas capacidades respecto del crédito de energía, citado anteriormente.

b) Para AC con capacidad instalada o nominal por usuario mayor a 100 kW (0,1 MW) y menor o igual a 1.000 kW (1MW), aplica lo establecido en la Resolución 174 de 2021 para esas mismas capacidades respecto del crédito de energía, citado anteriormente.

c) La capacidad instalada por usuario es calculada como la suma de todas las capacidades instaladas de todos los equipos de generación de la comunidad energética y se divide entre la cantidad total de usuarios que sean parte del AC (incluyendo aquellos que son solo cargas). Este tema se abordará más en detalle en el siguiente numeral.

d) En la consulta se valoró el excedente del AGPE o el AC que está por encima del crédito de energía al valor del MC. También se valoró la energía del GD o el GDC que vende al comercializador integrado con el OR a ese mismo precio base más un incentivo por beneficios, esto último en cumplimiento de la Ley 1715 de 2014 pues el GD o un GDC son la misma figura en su forma objetiva.

   Dado que la energía que excede el crédito se valora al MC, y la energía que vende un GDC también está en función del MC, debe modificarse la Resolución CREG 174 de 2021 usando dicha valoración para los AGPE y GD, pues no puede tenerse un tratamiento diferenciado.

   El MC es considerado un precio con formación de largo plazo que remunera la energía de usuarios regulados y que intenta no trasladar costos ineficientes a la demanda, pues es un promedio del precio de contratación que se pacta en el mercado. Así mismo, al cambiar al MC, no se tendrá un precio volátil como lo es el precio de bolsa, haciendo la remuneración mucho más fácil de aplicar.

   Con esto también se busca que no se arbitre entre un AC y un AGPE o de un GDC a un GD. El que decida estar en un AC o en un GDC puede hacerlo debido a otras razones más allá de un mejor precio en la energía.

   Así mismo, no se tienen razones para valorar la energía de un AGPE diferente de un AC, o de un GDC de un GD, pues tienen un principio base igual y es el mismo producto: energía que proviene de autogeneración o generación en el sistema de distribución a partir de FNCER. Diferente es el valor dado al crédito de energía en cumplimiento de la Ley 1715 de 2014 y que tiene un impacto que se presentará más adelante.

El MC es la variable de que trata el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007 en el mes de la liquidación, expresado en COP/MW.

En conclusión, las anteriores disposiciones se mantienen en la resolución definitiva y se incluyen hitos a cumplir para aplicar al crédito de energía con valoración al Cv del CU debido a que en la etapa de consulta del proyecto regulatorio se identifica una ineficiencia en comportamiento, esto se ampliará en el siguiente numeral y en el análisis de impactos.

En cuanto al GDC, adicionalmente se había incluido que podría acceder a beneficios por reducción de pérdidas siempre y cuando en el mismo circuito donde operara existiera una carga con capacidad equivalente o superior a dicha capacidad instalada. Dicho aspecto se elimina, para dar un tratamiento igualitario entre GDC y un GD, siempre y cuando el GDC sea de capacidad instalada total igual a la que cumple el GD.

Existe un adicional para el GD, solicitado por XM SA ESP durante la consulta, para aclarar el caso cuando se vende al comercializador integrado con el operador de red más un beneficio por pérdidas, siendo obligatorio adquirir dicha energía por el comercializador; esto conforme a un concepto dado en el año 2023 (S2023003935):

- En dicho caso, la componente asociada a los “Beneficios” tiene una dependencia de las pérdidas del sistema del Operador de Red y de la componente “*Gm,i,j*” de la Resolución CREG 119 de 2007, las cuales son calculadas mes a mes por el respectivo operador y por el comercializador integrado a este, es decir, el precio al que finalmente se comercializaría la energía entre ellos sólo puede ser determinado por el comercializador obligado a comprar la energía, una vez tenga las variables necesarias para calcular los respectivos “Beneficios”.

  En ese orden de ideas, cuando el generador distribuido se encuentra comercializando su energía a través de la alternativa b) del artículo 22 de la Resolución CREG 174 de 2021, no es necesario el registro de un contrato ante el ASIC, dado que el mismo tiene un precio que depende de variables que no pueden ser determinadas hora a hora por el ASIC, según las reglas definidas en el artículo 15 de la Resolución CREG 024 de 1995, y el numeral 42 del artículo 15 de la Resolución CREG 157 de 2011.

  En todo caso, dicha energía debe ser considerada por el ASIC como una transacción en contratos dentro del balance en la bolsa de energía. Lo anterior conlleva a que el generador distribuido no resulte con una venta en bolsa con las implicaciones que esto conlleva, por ejemplo, el recaudo del Cargo por Confiabilidad a través de la componente del CERE.

- Por lo anterior, el ASIC deberá incluir la energía generada del GD en su balance de venta y compra de energía en bolsa y en el balance de energía de compra y venta en bolsa del comercializador correspondiente.

Así mismo, cuando se use esta alternativa de venta de energía, el agente generador representante del GD debe declarar ante el ASIC que se está haciendo uso de esta para que surtan los efectos para el tratamiento del balance en bolsa anterior. Para ello, el representante del GD tendrá la responsabilidad de notificar y actualizar oportunamente a través de los medios que determine el ASIC el periodo de tiempo en el cual estará comercializando la energía.

Estas condiciones les aplicarían a las comunidades energéticas de forma general bajo la modalidad de GDC en cada frontera comercial.

Finalmente, para permitir una transición a los AGPE y GD, se proporciona un plazo de 6 meses para modificar las condiciones del crédito a cada comercializador que tenga usuarios AGPE con FNCER y para los GD que tengan contratos en función del precio de bolsa. Esto pues con la entrada de comunidades energéticas todos deben operar bajo las mismas condiciones.

En cuanto al traslado de precios a la demanda regulada, mientras se cumple la transición anterior, se aplicaría lo mismo dispuesto en la Resolución CREG 174 de 2021 para los AGPE y GD. Entre tanto, se tendrá una resolución independiente de forma posterior a la expedición de la presente resolución donde se tengan los anexos de traslado conforme al nuevo precio de MC y que aplique de forma independiente para cada grupo: AGPE y GD, o, AC y GDC.

En cuanto a un AC o un GDC pueden ir adelantando los tramites de conexión u otros aspectos de legalización, para lo cual, la Comisión al mismo tiempo desarrollará y expedirá el componente de traslado a la tarifa por la energía comprada por el sistema. Con la expedición de dicho traslado ya podría venderse formalmente la energía en el sistema. Esto se espera realizar en el mismo tiempo de transición de 6 meses.

Nótese finalmente, que el beneficio del 50% de las pérdidas únicamente tiene sentido cuando el GD o GDC vende la energía al comercializador integrado con el OR, de acuerdo con lo establecido en el literal b) del artículo 22 de la Resolución CREG 174 de 2021. Ya que es el operador de red el encargado de la gestión de las pérdidas en el mercado de comercialización y que es a través del comercializador integrado con este que se trasladan los costos al resto del mercado de comercialización. Si este beneficio se otorgará en el mecanismo de venta cuyo precio de venta es pactado libremente con otro comercializador, este agente debería de pagar un costo adicional sin la posibilidad de trasladarlo al resto de la demanda.

### 6.3.2. Precio de las ventas de energía de comunidades energéticas con capacidades superiores a un AGPE o un GD

Cuando una AC o un GDC alcanzan capacidades nominales totales de sus equipos de generación que superan la capacidad instalada de un AGPE o un GD, similarmente al caso del numeral anterior, no existen razones para una valoración de la energía diferente, pues el producto a remunerar es el mismo: energía que proviene de sistemas de autogeneración o de generación en sistemas de distribución con

FNCER. Por lo tanto, los AC heredan en dichos casos lo que aplica al autogenerador a gran escala y los GDC heredan lo que le aplica a una planta no despachada centralmente.

En ese sentido, en la Resolución CREG 701 051 de 2024 se valoró la energía así:

a) Para un AC, si la capacidad instalada total es mayor al límite de potencia máximo definido en la Resolución UPME 281 de 2015 que es 1 MW y su vez se encuentra dentro del límite de potencia establecido en la resolución UPME 501 de 2024 para ser AC, los excedentes se podrán comercializar según la capacidad de acuerdo con las reglas de la Resolución CREG 024 de 2015 y la Resolución CREG 096 de 2019, las cuales son:

    i) La energía generada puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. Esto conforme lo dispuesto en la Resolución CREG 130 de 2019.

    ii) La energía generada puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Generadores, o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados.

    Este caso no tiene traslado a la demanda regulada.

b) La comercialización de energía de un GDC se reconocerá de acuerdo con lo establecido en el artículo 22 de la Resolución CREG 174 de 2021, teniendo en cuenta que los beneficios de los que trata el literal b) del artículo 22 de la resolución CREG 174 de 2021 son iguales a cero.

    Esto quiere decir que la energía podría valorarse igual que en la Resolución CREG 096 de 2019, citado anteriormente, o alternativamente al valor fijo del MC con el comercializador integrado con el operador de red.

Respecto de lo anterior, no se observan cambios, se mantiene en las reglas definitivas, con excepción de la venta a precio MC, pues esto solo aplica a capacidades similares al GD. Es decir, un GDC con capacidad superior a un GD, venderá energía con las mismas reglas de plantas de igual capacidad mediante la aplicación de la Resolución CREG 096 de 2019. Se aclara que se podrán agrupar las medidas o vender de forma individual por cada frontera de generación.

### 6.4. Distribución de excedentes y límites de capacidad para aplicar créditos de energía

En el proyecto regulatorio CREG 701 051 de 2024 se tuvo el mecanismo de distribución de excedentes en que los miembros de la AC deciden cómo se reparten los excedentes porcentualmente entre las fronteras comerciales, siempre garantizando que la distribución de excedentes sume un total del 100% asignados. Con esto, pueden decidir si a una frontera en específico se le asignan más excedentes que a otra, esto para aplicación de créditos de energía.

Así mismo, en la consulta se determinó que la aplicación de las reglas era conforme a la capacidad instalada por usuario, calculada como la suma de todas las capacidades instaladas de todos los equipos de generación de la comunidad energética y se divide entre la cantidad total de usuarios que sean parte del AC.

Con lo anterior, se identificó el problema de que un usuario grande puede beneficiarse de la regla de crédito que aplica a usuarios pequeños, esto es, de capacidad instalada menor de 100 kW conforme la Resolución CREG 174 de 2021.

Por ejemplo: en la distribución de excedentes del AC con capacidad instalada de 1 MW, un usuario podría asignarse la distribución de excedentes correspondiente a la generación de energía de 990 kW y 10 usuarios la generación de 1 kW cada uno. Con esta conformación, la capacidad instalada por usuario obtendrá un valor de 90 kW = 1000 kW / 11. Bajo este escenario y con la regla de la resolución de consulta, el usuario más grande podría aplicar el crédito de energía que se valora al componente de comercialización (Cv) del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), incluso con una capacidad instalada equivalente de 990 kW. Ese efecto no se desea aplicar, es un incentivo negativo y que afecta la tarifa de otros usuarios, dado que la energía es equivalente a adquirirla al CU-Cv por el comercializador.

Así las cosas, se tienen los siguientes cambios respecto de lo anterior en que se crean hitos a cumplir para aplicar al crédito de energía con una valoración igual al del componente de comercialización o Cv del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), igual que al de capacidades instaladas menores o iguales a 100 kW conforme la Resolución CREG 174 de 2021:

a) Se debe cumplir con que la capacidad instalada por usuario debe ser inferior o igual a 100 kW.

   Para esto, se opta por la creación formal y matemática de un término que se denomina *capacidad instalada por usuario para fines comerciales*. Esta es una capacidad que puede ser diferente a la que tenga instalada el usuario físicamente en su predio, pues usa todas las capacidades instaladas de todos los equipos de generación del Autogenerador Colectivo (AC) y se divide entre la cantidad total de usuarios que sean parte de este (incluyendo aquellos usuarios que no tengan equipos de generación instalados), es decir se obtiene un valor único por cada AC así:

$$CINAC_{i,j} = \frac{\sum_{u=1}^{U} CAPN_{i,j,u}}{U}$$

   Donde:

   $CINAC_{i,j}$: Capacidad instalada por usuario de un AC para fines comerciales, ubicado en el mercado de comercialización *j*, atendido por el comercializador *i*.

   $CAPN_{i,j,u}$ Capacidad instalada o nominal asociada a los equipos de generación o autogeneración en la frontera *u* perteneciente

al AC, ubicado en el mercado de comercialización *j*, atendido por el comercializador *i*. Esta capacidad SI corresponde a la capacidad nominal en las instalaciones del usuario del AC (podrían existir usuarios que no tienen y se obtendrá cero).

*U* Número total de fronteras comerciales asociados al AC, incluidas las fronteras comerciales con entrega de excedentes y las fronteras comerciales asociadas a únicamente consumos en el mercado de comercialización *j* por el comercializador *i*.

Así las cosas, lo anterior tiene el fin de determinar que si la $CINAC_{i,j}$ de una AC obtiene un valor menor o igual a 100 kW entonces cumple uno de los hitos para obtener el crédito de energía valorado a Cv del CU (igual que a capacidades instaladas menores o iguales de 100 kW conforme la Resolución CREG 174 de 2021).

De lo contrario, de no cumplir con el anterior criterio, entonces le aplicaría el crédito de energía valorado a las componentes Transmisión (T) + Distribución (D) + Comercialización (Cv) + Pérdidas (PR) y Restricciones (R) de las componentes del CU (igual que a capacidades instaladas mayores de 100 kW y menores o iguales que 1 MW conforme la Resolución CREG 174 de 2021).

b) Otro hito es que el porcentaje de distribución de excedentes no puede ser arbitrario. Esto es, para aplicar el crédito de energía como una instalación que es de capacidad menor o igual a 100 kW conforme la Resolución CREG 174 de 2021 debe cumplirse que el porcentaje de distribución de excedentes para cada participante en el AC debe ser inferior a 10%, es decir, ningún participante puede tener un valor igual o superior al 10%.

Con esto básicamente se busca que: i) un usuario grande no aplique beneficios de usuarios pequeños (aquellos con capacidad instalada menor o igual a 100 kW conforme la Res. CREG 174 de 2021), y ii) una comunidad energética que tenga más de 10 participantes puede aplicar el beneficio de crédito a Cv que se tiene para usuarios pequeños.

Por ejemplo, una comunidad formada por los siguientes 2 usuarios:

i) Usuario con capacidad de autogeneración de 200 kW

ii) Usuario con capacidad de autogeneración de 100 kW.

Obsérvese que, en este grupo anterior, de capacidad total de 300 kW, no podría aplicar a un crédito de energía a un valor de Cv, porque si se dividen los porcentajes entre los participantes, por ejemplo 9,9% cada uno (intentando cumplir con el criterio de inferior de 10%), les faltaría un 80,2% para alcanzar el 100% de distribución de excedentes, solo tendrían un máximo repartido de 9,9% x 2. Es decir, no existe como cumplir con el criterio establecido con solo dos participantes.

En el caso anterior les aplicaría el crédito de energía completo, es decir, el crédito de energía igual que a los de capacidad instalada mayor a 100 kW de la Resolución CREG 174 de 2021 y podrían definir la distribución de excedentes en cualquier porcentaje, seria indiferente.

En ese sentido, un ejemplo de comunidad que si le aplica el crédito de energía a un valor de Cv podría ser la siguiente:

i) Usuario 1 con capacidad de autogeneración de 100 kW

i) Usuario 2 con capacidad de autogeneración de 100 kW.

ii) Usuario 3 con capacidad de autogeneración de 100 kW.

iii) Usuario 4 con capacidad de autogeneración de 100 kW.

iv) Usuario 5 con capacidad de autogeneración de 100 kW.

v) Usuario 6 con capacidad de autogeneración de 100 kW.

vi) Usuario 7 con capacidad de autogeneración de 100 kW.

vii) Usuario 8 con capacidad de autogeneración de 100 kW.

viii) Usuario 9 con capacidad de autogeneración de 100 kW.

ix) Usuario 10 con capacidad de autogeneración de 100 kW.

x) Usuario 11 con solo consumo.

En el anterior caso es una comunidad energética de 1 MW con capacidad instalada por usuario para fines comerciales o $CINAC$ de 90,9 kW (1000 kW / 11), donde el porcentaje de distribución de excedentes se puede dividir entre los 11 participantes de forma igualitaria con un valor de 9,09%. Con lo anterior cumplen con el criterio de que todos tienen un porcentaje inferior a 10% y con que la $CINAC$ es inferior o igual a 100 kW.

Este es solo un ejemplo, pueden existir múltiples combinaciones para definir como se reparten los excedentes, pero debe cumplirse que se asigne un valor inferior a 10% en el porcentaje de distribución a cada participante y la $CINAC$ sea inferior o igual a 100 kW.

Finalmente, el criterio de tener más de 10 participantes obedece o está conectado con el de criterio de porcentaje de distribución de excedentes, pues para poder repartir los excedentes en un 100% y que cada uno obtenga menos de 10% de participación, deben tenerse al menos 11 participantes.

En cualquier caso, se aclara que un grupo de usuarios grandes podrían tener instalaciones de generación que cumplan los hitos, pero no obtendrían un beneficio más grande que el que aplicarían los usuarios pequeños, y de todas formas les aplicaría el crédito de energía hasta donde le alcance la solución energética y el porcentaje de distribución de excedentes, el resto de energía consumida que no intercambien la pagan a la tarifa plena que le aplique.

Ahora bien, como último ejemplo aunado a lo explicado anteriormente, supóngase: el mismo caso de 11 usuarios anterior, todos son usuarios no regulados de más de 1 MW de carga en consumo, y diez de ellos con instalaciones de 100 kW, uno de ellos solo con carga. Estos pueden figurar como similar a un AGPE, pues el AGPE se define en términos de la capacidad de los equipos de generación y no del tamaño de la carga de conformidad con la definición introducida en la Ley 1715 de 2014, pues la misma define el AGPE en función de la potencia y posterior la UPME lo define en función de la potencia de los equipos de generación (conforme la Ley le asigna dicha tarea). En ese caso, obsérvese que aun cuando la instalación de generación en los miembros de la AC alcanza el límite de 100 kW, no les alcanza para cubrir su demanda de forma individual (debido al tamaño de la carga), por lo que el crédito de energía solo le aplicaría hasta donde se entregue energía, el resto de energía no intercambiada a crédito se pagaría a tarifa plena, esto conforme las reglas de la Resolución CREG 174 de 2021. Esto busca incentivar el Crédito de Energía es en usuarios pequeños y no grandes, similar que ocurre en la Res. CREG 174 de 2021.

Finalmente, se aclara que, en general, para que un AC aplique los créditos de energía se debe cumplir con que la suma de las capacidades instaladas o nominales de los equipos de autogeneración pertenecientes al AC sea menor o igual límite de potencia máximo definido en la Resolución UPME 281 de 2015 para ser AGPE, es decir, 1 MW. Ahora bien, también se aclara que si una AC que es de capacidad en equipos de generación en total menor a 1 MW y no cumple con los criterios de distribución de excedentes inferior a 10% o el de $CINAC$ inferior o igual a 100 kW, también podrán aplicar el crédito de energía pero aquel que aplica a usuarios de capacidad instalada mayor a 100 kW conforme la Resolución CREG 174 de 2021, y en ese caso podrán repartir el porcentaje de distribución de excedentes diferente para cada usuario de la AC sin restricción.

Esta diferencia en la valoración del crédito de energía se debe principalmente al impacto económico que tienen los mecanismos en el costo unitario de prestación del servicio al resto del mercado de comercialización como se mostrará en el numeral de impactos, así como los límites para ser usuario regulado y no regulado en el sistema interconectado nacional, es decir se espera que el beneficio este enfocado en los usuarios autogeneradores con capacidad instalada similar a la de los usuarios regulados.

También lo que se busca es valorar la energía a un precio que sea semejante al eficiente, es por esto por lo que el Crédito en Energía para aquellos para capacidades instaladas mayores a 100 kW y menor o igual a 1 MW tiene la equivalencia de que la energía se paga al componente G del CU, única componente que contiene una valoración en función de lo que cuesta producir energía. Así mismo, cuando se expidió la Resolución CREG 030 de 2018 (inicios de la AGPE y GD) se mencionó lo anterior y se conocía de la ineficiencia del Crédito de Energía para los más pequeños (capacidad instalada menor de 100 kW), en los cuales la energía entregada al sistema tiene una valoración alta (CU-Cv).

## 6.5. Proceso de conexión

El proceso de conexión para los usuarios o potenciales usuarios que pretendan pertenecer a un autogenerador colectivo o las fronteras comerciales que pretendan hacer parte de un generador distribuido colectivo aplican de acuerdo con las características técnicas de cada punto de conexión, es decir, de acuerdo con la potencia declarada en cada punto, se deberá cumplir con las reglas establecidas en la regulación para la asignación de capacidad de transporte en cada punto.

En el caso de los usuarios potenciales, es decir aquellos que aún no cuenten con la calidad de usuarios de acuerdo con lo definido en la Ley 142 de 1994 y que hayan manifestado el interés de pertenecer a un autogenerador colectivo, deberán dar primero cumplimiento en lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, de acuerdo con sus características para solicitar asignación de capacidad de transporte como usuarios o carga.

Una vez las fronteras comerciales se encuentren debidamente registradas como usuarios, se podrá surtir el procedimiento para hacer parte de un autogenerador colectivo conforme al procedimiento que se describe a continuación.

Cuando la capacidad instalada de los equipos de generación, por usuario o frontera comercial, de acuerdo con lo definido en la resolución CREG 174 de 2021, sea menor o igual a 1 MW, es decir el límite definido para ser Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE), se deberá dar cumplimiento a las reglas establecidas en la Resolución CREG 174 de 2021, para cada frontera de forma individual y asociando la regulación definida para un AGPE.

Si la capacidad instalada o nominal del equipo de autogeneración del usuario determina que es un Autogenerador a Gran Escala (AGGE) conforme la Ley 1715 de 2014 y tiene una potencia máxima declarada menor a 5 MW conforme a la Resolución CREG 174 de 2021, se aplicarán los procedimientos de las Resoluciones CREG 174 de 2021 y CREG 024 de 2015, para cada frontera de forma individual y asociando la regulación definida para un AGGE.

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

Con el objetivo de armonizar los formatos disponibles para el reporte de información y solicitudes de conexión, la Comisión publicará dichos formatos actualizados mediante Circular.

En ese sentido, en la resolución definitiva se aclara la redacción respecto a las reglas aplicables en cada caso, atendiendo a los comentarios realizados por los interesados.

A continuación, se resume lo anterior:

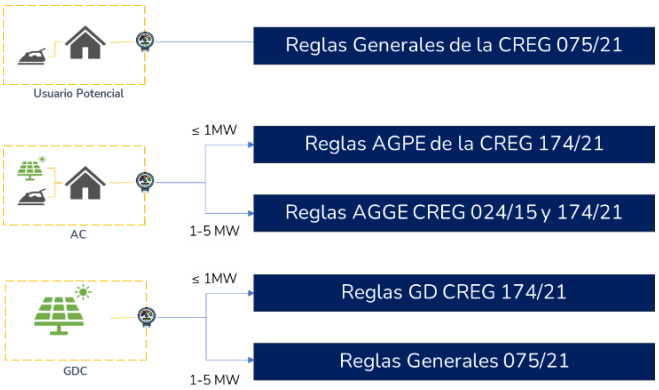


*Figura 7 Procesos a aplicar para conexión al SDL del SIN*

Así mismo, se aclara que quien puede realizar el procedimiento de conexión es el representante de la CE o por el usuario con la autorización del representante de la CE, esto para dar flexibilidad.

En cuanto a dónde se realiza el proceso de conexión, debe realizarse en el sistema del Operador de Red de que trata la Resolución CREG 174 de 2021, cuando la referencia es que se aplique dicha norma. Cuando la ventanilla única esté operando, se usará dicho sistema. Aquí el cambio es que la ventanilla única podría pasar a otra entidad diferente de la UPME, si así lo establece el Ministerio de Minas y Energía. Cuando se haga referencia a aplicar la Res. CREG 075 de 2021, el procedimiento de conexión es ante la UPME.

En cuanto a ZNI, similarmente se aplicaría la regulación actual. Así, el procedimiento de conexión a un sistema de distribución para fronteras de AGRC con potencia instalada menor o igual a 100 kW, le aplicará el establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 038 del 2018, así como las Circulares CREG 037 y 085 del 2018. Si es de mayor tamaño, se aplicará el procedimiento de conexión para autogeneradores con potencia instalada mayor a 100 kW, establecido en el artículo 17 de la Resolución CREG 038 del 2018, así como las mismas circulares CREG citadas:

*Figura 8 Procesos a aplicar para conexión a una ZNI*

## 6.6. Tiempos de cambio de medidor y su costo

Al igual que en la resolución de consulta, en el SDL del SIN se podrá solicitar cambio de medidor por parte de los integrantes de un AC.

El medidor podría ser bidireccional horario o a uno de medición avanzada, para lo cual, se incluye que el agente comercializador que lo representa tendrá un plazo de 3 días hábiles a partir de la solicitud para confirmar la disponibilidad del equipo y 15 días hábiles a partir de la confirmación de disponibilidad para su suministro, calibración, instalación, configuración y puesta en operación.

También se aclara que en caso de que el usuario suministre el equipo de medida, este equipo debe cumplir con las características técnicas exigidas, esto es, cumplir con el Código de Medida y la Resolución CREG 174 de 2021. El comercializador tendrá un plazo de 15 días hábiles para la calibración, instalación, configuración y puesta en operación.

Así mismo, se incluye que cuando se adquiera el medidor con el agente representante del AC, las condiciones para determinar el pago de este deberán ser pactadas entre las partes, atendiendo lo dispuesto en el artículo 5 de la Resolución CREG 038 de 2014, Resolución CREG 225 de 1997 y el artículo 144 de la Ley 142 de 1994.

## 6.7. Responsabilidades de los agentes

El esquema planteado en el proyecto regulatorio, en el cual las comunidades CEEP tenían la posibilidad de conectarse al SEN a través de un único punto de conexión o frontera agrupadora, resultó en una serie de comentarios de los interesados en los cuales solicitaban aclarar las responsabilidades de los agentes existentes en la regulación, especialmente el Operador de Red y el Comercializador.

En ese sentido, de acuerdo con lo expresado en el numeral 6.1, todos los usuarios integrantes de un AC y los puntos de conexión de un GDC deben tener fronteras comerciales independientes. Teniendo en cuenta este esquema, se aclara que las responsabilidades de los agentes existentes en la regulación no se modifican en este proyecto regulatorio.

Así las cosas, las responsabilidades respecto a la expansión, administración, operación y mantenimiento de la red de uso común se mantienen en el operador de red conforme a la regulación vigente y no se modifican para la integración de los AC y GDC, al contrario, producto de esta integración se espera un rol activo del OR para gestionar el acceso a la capacidad de la red de estos, planear la red necesaria para su integración y mantener la calidad en la prestación del servicio. Adicionalmente, se aclara que los impactos en la actividad de distribución de energía eléctrica por la integración de las comunidades energéticas serán analizados en el marco de la revisión que realiza la Comisión de la metodología tarifaria para su actualización.

Similarmente, en el caso del comercializador de energía, responsable de la prestación del servicio, se mantienen las responsabilidades frente al usuario y otros agentes, principalmente, respecto a los derechos y deberes de los usuarios, recaudo, facturación, lectura, atención de PQRS, etc, así como las responsabilidades asignadas por la regulación vigente.

En la Figura 9 se puede observar un ejemplo de la operación para la figura de AC, en el cual las responsabilidades de los agentes se mantienen frente a los usuarios y otros agentes.

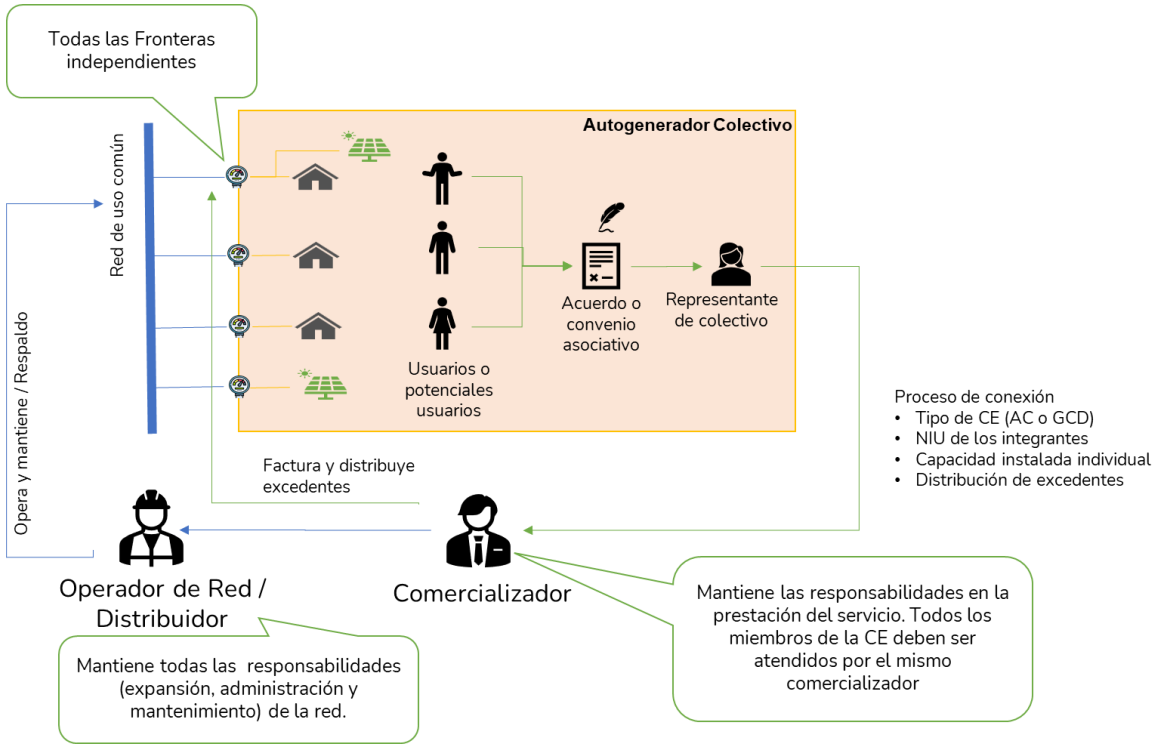


*Figura 9 Procesos a aplicar para conexión a una ZNI*

## 6.8. Adición o retiro de usuarios como integrantes de una CE

En el texto de consulta quedó la regla de que se podría adicionar o retirar usuarios o integrantes de un AC o un GDC, pero no quedó claro quién es el responsable de informar.

Así las cosas, se aclara que puede ser el representante de la CE o aquel que solicita el ingreso o retiro, pero con un documento donde demuestre la autorización del representante de la CE.

## 6.9. Fronteras comerciales

En cuanto a fronteras comerciales, el único ajuste es aclarar que en el caso de los AC que su capacidad en el punto de conexión determine que es similar a o igual a un autogenerador de gran escala, la entrega de energía al sistema debe ser representada por un agente generador, misma condición que aplica actualmente.

No existen otros cambios, por lo cual el representante de las fronteras comerciales se tratará como en la Resolución CREG 174 de 2021, dependiendo si es AC o GDC. Con los cambios ya descritos en el numeral 6.1.

### 6.10. Requisitos de Medición

Se aclaran los requisitos de medición tanto para los usuarios miembros de un autogenerador colectivo como para los generadores distribuidos colectivos, teniendo en cuenta las características que estos deben tener para efectuar la comercialización y liquidación de los excedentes o ventas de energía.

En ese sentido, para que el comercializador que atiende al AC realice la liquidación mensual debe contar con información de las importaciones y las exportaciones de energía en cada frontera comercial en el periodo de facturación, es decir para efectuar la liquidación de los excedentes a los usuarios del AC y determinar las variables correspondientes al cálculo de los excedentes tipo 1 y excedentes tipo 2, es necesario unificar los ciclos de facturación de todos los miembros, esto significaría un desafío operativo para el comercializador, o el agente encargado de la medida, para leer todos los medidores en el mismo instante de tiempo, o al menos cercano.

Se hace necesario entonces, que todos los medidores de los usuarios miembros del autogenerador colectivo den cumplimiento a lo establecido en el literal b) del artículo 19 de la Resolución CREG 174 de 2021, incluso para aquellos usuarios que no tengan exportaciones a la red.

La excepción del literal a del artículo 19 de la Resolución CREG 174 de 2021, se mantiene únicamente para aquellas comunidades energéticas, que no tengan excedentes de energía en ninguno de los puntos de conexión o fronteras comerciales.

Finalmente, se mantienen los requisitos de reporte de información al ASIC cuando se vende la energía al comercializador integrado con el OR en cada mercado de comercialización, así como el cumplimiento de los requisitos mínimos definidos en la Resolución CREG 038 de 2014.

### 6.11. Calidad del Servicio

Debido al ajuste realizado respecto al esquema de conexión de las comunidades energéticas, es necesario ajustar el proyecto regulatorio para dar claridad, especialmente frente al cálculo de los indicadores de calidad establecidos en la regulación.

En calidad del servicio se retiran los siguientes lineamientos:

- *Para el cálculo de los indicadores de calidad media e individual cada frontera comercial que la CE registre en el SIN deberá ser considerada como un usuario final.*

Se retira debido a que cada usuario tendrá su propia frontera (ya no hay posibilidad de que haya una única frontera para una comunidad), entonces a los Operadores de Red que atienden los usuarios finales de las comunidades se les aplican las mismas reglas de calidad que se tienen para el SDL de usuarios que no pertenecen a comunidades.

- *Para la comunidad energética cuya interconexión con el SIN tenga una antigüedad menor a cinco años se deberá aplicar lo dispuesto en el numeral 5.2.14.2 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018.*

  Se retira porque a las CE les aplicarán las mismas reglas de calidad del servicio que ya existen para el SIN y, por lo tanto, no se necesita adicionar algo que ya hace parte de las disposiciones de la regulación vigente que se van a aplicar.

### 6.12. Cargo por respaldo y contratos de respaldo

No existen cambios a este respecto y aplica en cada punto de conexión conforme la Resolución CREG 015 de 2018.

No obstante, el Decreto 1403 de 2024 indica que se debe tener una regulación posterior en donde se regule un cargo máximo a dicho contrato y un contenido mínimo, lo cual podría modificar o dar alcance a esta regla. Esto está actualmente bajo estudio por parte de la Comisión y de considerar ajustes adicionales se publicarán en resolución aparte.

### 6.13. Cobro por transporte de reactiva.

Se reitera que el Decreto 929 de 2023 establece que los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de FNCER están exentos del cobro de energía reactiva. Es importante mencionar en aplicación de lo anterior que la figura de AGPE es diferente a la de comunidades energéticas, esto pues, aunque comparten uno de los principios que es autogenerar, ambas son figuras creadas de forma independiente con objetivos que pueden llevar a reglas diferenciadas, esto pues las comunidades energéticas se crearon con condiciones particulares sobre los autogeneradores. Se suma a lo anterior que el cobro de energía reactiva obedece al cumplimiento de una metodología tarifaria (Resolución CREG 015 de 2018); por lo cual, al ser la comunidad energética una figura diferente al AGPE, la misma no podría exonerarse de tal cobro.

Por lo tanto, no existen cambios a este respecto y aplica en cada punto de conexión conforme la Resolución CREG 015 de 2018. En todo caso, se incluye la flexibilidad de tener un factor M igual a 1 durante los 24 meses contados a partir de su conexión al SDL, con lo cual no se tendrá un costo incremental por dicho concepto.

En todo caso, se estudiará en el marco de la actualización de la metodología de remuneración de la actividad de distribución, en curso, junto con el Decreto 929 de 2023, en el cual se exonera los AGPE con FNCER de tener un cobro de energía

reactiva, pero no los exonera de cumplir con alguna reglamentación técnica en pro de tener una operación segura y confiable.

Así mismo la Comisión retomará el análisis de las reglas de coordinación de control de tensión para definir reglas claras para que un recurso de generación conectado al SDL pueda ejercer dicho control y así evite el cobro por energía reactiva. Esto, pues se recuerda que el Reglamento de Distribución, Res. CREG 070 de 1998, establece que se debe coordinar dicho servicio con el OR y la Res. CREG 15 de 2018 establece que los recursos de generación tienen la obligación de prestarlo.

### 6.14. Comunidades Energéticas en ZNI

A continuación, se presentan los principales cambios al proyecto regulatorio:

- Áreas de Servicio Exclusivo: Se incluye, dentro del ámbito de aplicación de la presente resolución, un parágrafo con la siguiente aclaración respecto de las Áreas de Servicio Exclusivo:

  > *"Parágrafo: En el caso de las Áreas de Servicio Exclusivo, ASE, el desarrollo de las actividades de AGRC y autogeneración no requiere autorización por parte de quien tenga a cargo la prestación del servicio. Sin perjuicio de lo anterior, los mecanismos para la entrega y remuneración de excedentes cuando se haga uso del sistema de distribución serán los que se acuerden entre el AC o autogenerador y quien tenga a cargo la prestación del servicio".*

- Fronteras de ZNI: Para mayor claridad se ajusta la redacción del artículo y se eliminan los parágrafos inicialmente propuestos.

- Reporte de Fronteras AGRC o AGDC: Teniendo en cuenta que dentro de los comentarios se llama la atención a la CREG sobre el formulario para el reporte de dichas fronteras, en la resolución definitiva se incluye un parágrafo aclarando este tema así:

  > *"Parágrafo. La CREG publicará mediante circular, dentro de los treinta (30) días hábiles siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, el formulario de reporte de fronteras de AGRC y AGDC. La CREG actualizará mediante circular este formulario cuando lo considere pertinente".*

- Indisponibilidad de red para entrega de excedentes de autogeneración o autogeneración colectiva en ZNI: Se elimina el artículo propuesto teniendo que cuenta que este aspecto es objeto de regulación futura y no abarca el ámbito de regulación de la presente resolución.

- Venta y comercialización de energía de un generador distribuido colectivo en ZNI: Se incluye en la redacción del artículo a la Resolución CREG 101 064 de 2024, la cual define un cargo transitorio de generación de energía eléctrica para sistemas centralizados solares fotovoltaicos con y sin almacenamiento en Zonas No Interconectadas.

- Convocatorias públicas para la atención de usuarios en ZNI: Se incluye un artículo señalando que: *"Para efectos de la participación de los GDC en las*

*convocatorias que realicen los comercializadores en ZNI con el fin de celebrar contratos de energía, aplicará lo previsto en la resolución CREG 101 021 del 2022 y sus modificaciones"*.

- Para efectos de la aplicación de lo previsto en la presente resolución se simplifica la definición de mercado de comercialización prevista en la Resolución CREG 091 de 2007 así: "*Mercado de Comercialización: Conjunto de usuarios conectados a un mismo Sistema de Distribución*".

## 7. ANALISIS DE IMPACTOS EN EL SIN Y OTRAS ALTERNATIVAS ESTUDIADAS

Los impactos se mantienen respecto del proyecto de Resolución CREG 701 051 de 2024. Así las cosas, con la entrada en vigencia de la regulación asociada con el esquema de comunidades energéticas se encuentran impactos, principalmente, en dos áreas:

a) la primera tiene relación con el incremento de equipos asociados con autogeneración y su impacto en el costo unitario de prestación del servicio del mercado donde se encuentren las comunidades, esto dada la energía entregada al sistema que tiene por objeto el reconocimiento de los créditos de energía y la remuneración de la energía que supera dicho crédito, y

b) la segunda, relacionada con las variaciones en la asignación de subsidios resultantes de considerar la asignación directa de recursos de inversiones en soluciones de producción de energía al interior de dichas comunidades.

En este capítulo, primero se presenta la revisión del impacto del costo unitario de prestación del servicio en el nivel de tensión 1. Luego, se presenta el impacto a nivel de algunas empresas considerando la aplicación de la Resolución CREG 174 de 2021.

El segundo tema será considerado una vez que se efectúen las propuestas sobre las modificaciones en la asignación de subsidios en las comunidades energéticas.

### 7.1. Impacto en el CU en el nivel de tensión 1

Recordando que la figura del crédito de energía es mediante la cual un usuario que autogenera energía coloca excedentes de energía en un momento del tiempo para ser luego compensados con su consumo del mes de facturación, principalmente cuando no puede producir energía para cubrir sus necesidades; ese "intercambio", "trueque" o "crédito" en las condiciones establecidas en la Resolución CREG 174 de 2021 implícitamente considera que la diferencia del costo entre el costo de generación y el costo del crédito, es asumido por todos los usuarios de un mercado de comercialización.

Es decir, la energía de cualquier tecnología debería tener una asignación de precio eficiente en su valoración para la venta de energía en el sistema en $/kWh. No

obstante, actualmente, la energía de autogeneración de AGPE con FNCER se valora dependiendo del tamaño o capacidad nominal a precios que pueden ir hasta un gran porcentaje del CU. Por ejemplo, si la capacidad nominal es de 100 kW o menor, el usuario paga únicamente por el intercambio (o crédito) el componente de comercialización Cv del CU al comercializador, por lo que la energía entregada al sistema se valora a la resta del CU-Cv = {R + PR + T + D + G}, lo cual representa un incentivo para los autogeneradores pequeños, pues de todos los componentes del CU, el único que tiene un objetivo de conformación que valora o forma un precio por la energía es el de generación (G).

Dicho valor (CU-Cv) es el que se traslada o se recauda del usuario final, dado que es el valor que ha dejado de pagar el usuario autogenerador y que ha sido obligado al comercializador a adquirirlo a ese precio para atención de sus usuarios.

Esta regla de remuneración fue establecida desde la Resolución CREG 030 de 2018, continúa vigente según lo dispuesto en la Resolución CREG 174 de 2021, y se extiende para el caso de comunidades energéticas conforme lo presentado en este documento, decisión que se opta por parte de la Comisión con el objetivo de incentivar la autogeneración de energía con FNCER de acuerdo con los lineamientos dados por la Ley 1715 de 2014, así como los decretos y resoluciones reglamentarias. Este comportamiento, provoca un aumento en el Costo Unitario de Prestación del Servicio para los usuarios en el mercado de comercialización y debe ser corregida con el tiempo.

En resumen, bajo el mecanismo denominado créditos de energía definido en la Ley 1715 de 2014, se permite que el usuario autogenerador use la red eléctrica para inyectar la energía excedentaria y la consuma posteriormente, esta situación hace que este usuario use la infraestructura del sistema eléctrico sin asumir algunos de los costos asociados a la infraestructura, la confiabilidad o la administración operación y mantenimiento de las redes. Estos costos son asumidos por los otros usuarios del mercado de comercialización.

Para la corrección de lo anterior existe un punto de referencia que es del 4% de penetración por mercado de comercialización, es decir, cuando la cantidad de energía entregada al sistema sea equivalente al 4% del consumo de los usuarios regulados de un mercado de comercialización. Dicho porcentaje es una medida de referencia en que se revisa el impacto de este costo, el cual, como se citó, es asumido por todo el mercado en función de incentivar las instalaciones de autogeneración o comunidades energéticas con fuentes renovables.

Así, cuando se identifique un impacto relevante en el sistema, esto es, cuando el incremento de autogeneradores o comunidades energéticas produzca que el CU en algún mercado se incremente y lo afecte en alguna medida que se considere importante, estas medidas serian revisadas. De acuerdo con las estimaciones de la Comisión, cuando los excedentes de los autogeneradores a pequeña escala, incluyendo los AC, y la generación distribuida alcance, incluyendo los GDC, el límite del 4%, el incremento tarifario en el mercado de comercialización sería superior al 3% del CU.

En todo caso, este porcentaje de revisión no es obligación para la Comisión, es solo una referencia, pues como sucedió en las reglas que se presentaron en este documento, se tuvo que ajustar la remuneración al valor del MC para los AGPE y GD, esto, ante la entrada de las comunidades energéticas, conformados por los autogeneradores colectivos y generadores distribuidos colectivos, esto con el fin de no tener un tratamiento diferencial de dos tipos de energía que en esencia tienen un objetivo común correspondientemente.

Lo anterior se desprendió de que a través del tiempo avanza la política energética, lo cual puede hacer que las reglas cambien para la armonización regulatoria. En todo caso se ha brindado un periodo de 6 meses de transición para el cambio de remuneración establecido para los AGPE y GD.

Ahora bien, entrando en el impacto directamente en el CU, se tiene que a medida que se va incrementando la cantidad de energía autogeneración en un mercado de comercialización, se produce un efecto económico que es distribuido entre todos los usuarios regulados de dicho mercado, en la forma en la que se presenta en la figura 10.

En la figura 10 se presenta, en el eje y, la simulación de la variación del costo unitario de prestación del servicio, nivel de tensión 1, mientras en el eje x, la variación de la cantidad de potencia instalada en autogeneración que produce créditos de energía y su representatividad en términos de porcentaje de energía de los usuarios regulados en un mercado de comercialización.

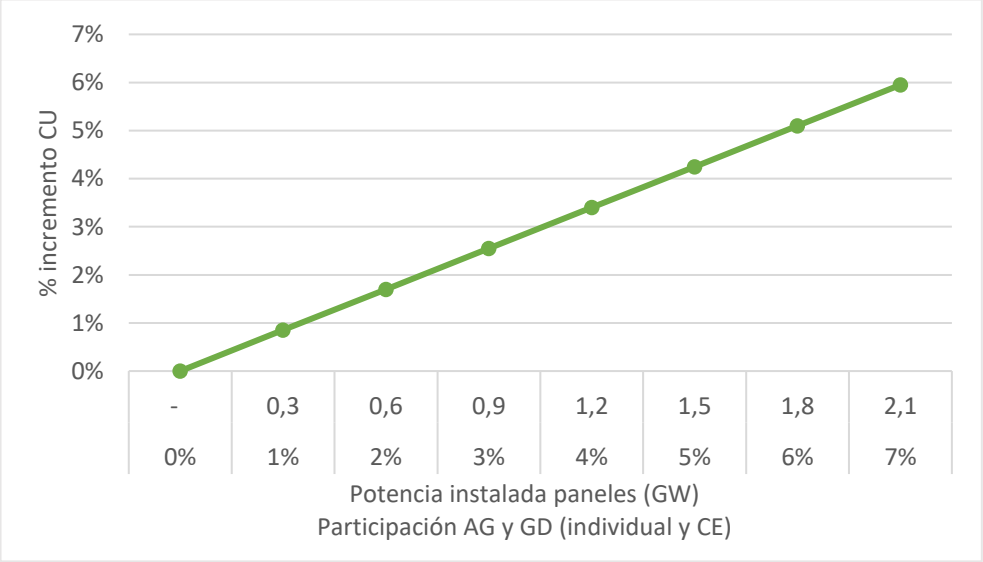


*Figura 10 Simulación de la variación del CU nivel 1 respecto de la potencia instalada en AC y GDC.*

En la gráfica se observa que cuando la potencia instalada de 1.2 GW, que según los cálculos de la CREG pueden aportar el 4% de la energía requerida para el mercado regulado en el país, el costo unitario de prestación del servicio aumentaría cerca del 3,5% para todos los usuarios, suponiendo que la totalidad de dicha energía son excedentes tipo 1, punto en el cual sería necesaria una revisión, por parte de la CREG, de la señal de precio de la remuneración de esta energía, incluyendo la

destinada a los créditos de energía. También se podrían tener ajustes si se tienen cambios en leyes y decretos que dicten reglas que tengan que ser armonizadas o si se identifican impactos con la aplicación que sean importantes.

Dado lo anterior, se considera pertinente conservar esta señal de revisión con el fin de minimizar los impactos en el CU a la sociedad en general. Este cálculo en todo caso es un valor aproximado.

## 7.2. Impacto en el CU con la Resolución CREG 174 de 2021

Con la expedición de la Resolución CREG 174 de 2021 se definió un factor de traslado por compras de GD y AGPE al mercado regulado (G_transitorio o Gtr) y que es reportado a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). Se tomó la información del formato T9 del SUI suministrada por la SSPD para el periodo comprendido entre enero de 2023 y noviembre de 2024.

Con base en dicha información, se construye el comportamiento para algunas empresas como se observa a continuación y de lo cual se puede concluir que el comportamiento que se ha tenido en el tiempo puede aproximarse a un ajuste lineal con la penetración de energía de autogeneración y generación distribuida (Qagd).

Así, analizando algunas empresas en forma de gráficas se tiene lo siguiente:

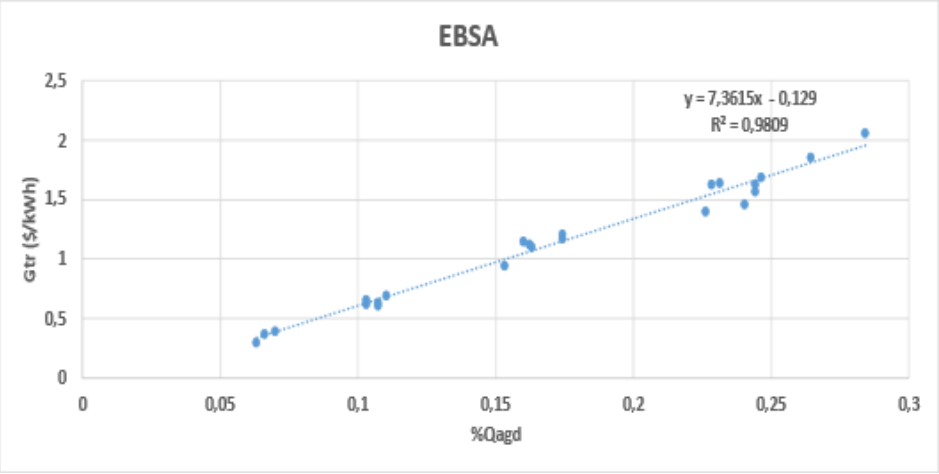


*Figura 11 Impacto Resolución CREG 174 de 2021 en EBSA.*

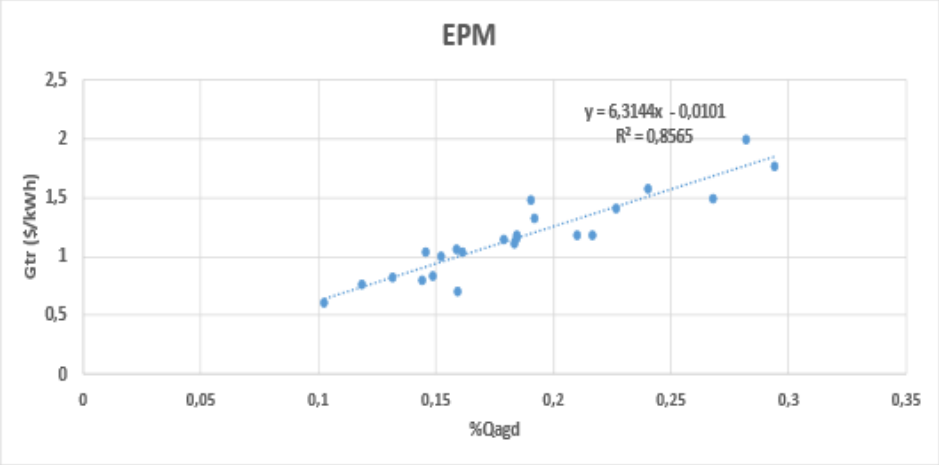


*Figura 12 Impacto Resolución CREG 174 de 2021 en EPM.*

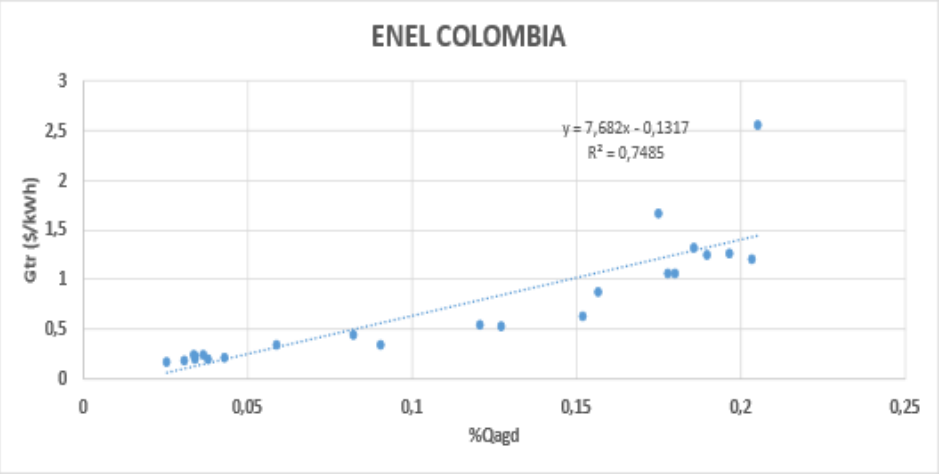


*Figura 13 Impacto Resolución CREG 174 de 2021 en ENEL.*

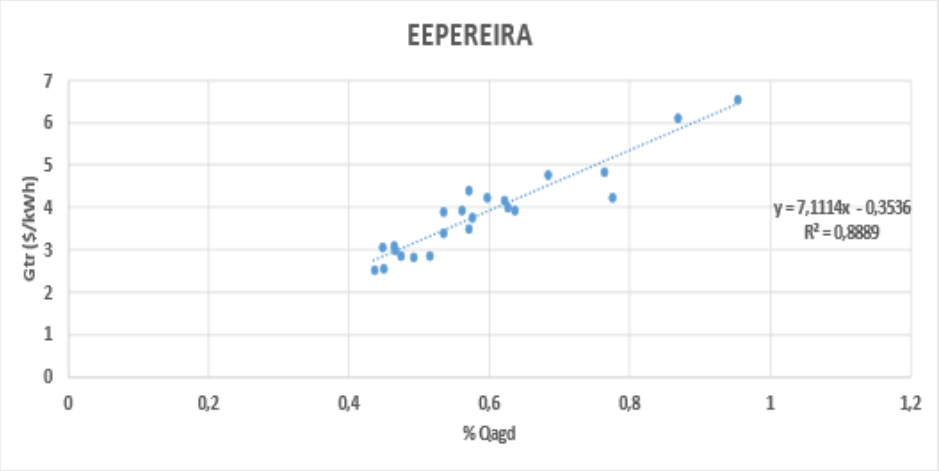


*Figura 14 Impacto Resolución CREG 174 de 2021 en EEPEREIRA.*

A partir de lo anterior e incluyendo otras empresas, se puede obtener un ajuste lineal, para lo cual, si se calcula el valor de impacto en el CU para un 4% de penetración se obtendrían los siguientes valores de traslados directos a la demanda regulada por compras de AGPE y GD en $/kWh (variable Gtr que tiene traslado directo al CU):

| MERCADO | Gtr ($/kWh) |
|---|---|
| EBSA | 29 |
| EPM | 25 |
| ENEL | 30 |
| EEPEREIRA | 28 |
| ESSA | 33 |
| AFINIA | 39 |
| Air-e | 42 |
| Celsia Colombia | 24 |
| EDEQ | 29 |

En ese sentido, puede verse que existen mercados donde el incremento en la tarifa puede llegar hasta 42 $/kWh solo por el efecto AGPE y GD y que con la entrada de comunidades energéticas puede incrementarse.

Ahora bien, anteriormente (antes de este cambio a MC) con las Resoluciones CREG 030 de 2018 y 174 de 2021, se trasladaba a la demanda un precio de bolsa directo con los AGPE y GD por los excedentes que superan el crédito de energía. Recordamos que con la Resolución CREG 119 de 2007 el precio de bolsa se traslada en el G del CU con una ponderación y un porcentaje que depende del nivel de

contratación del agente comercializador. La diferencia entre las dos anteriores formas de trasladar el precio de bolsa es que la segunda no realiza un traslado directo como si sucede con los AGPE y GD, esto debido a las compras que son obligadas. Así, con el cambio propuesto se espera reducir el impacto en el CU debido a incrementos no esperados en el precio de bolsa como sucedieron en el pasado fenómeno del niño y con la activación del estatuto de situaciones de desabastecimiento en el año 2024.

Finalmente, dentro de las medidas que pueden implementarse para mitigar un efecto en el CU y que se estudiaron para la expedición de estas normas son:

- Aplicar, sin distinción de capacidad, tanto para AGPE con FNCER y autogeneradores colectivos que el valor del crédito de energía sea el mismo que para instalaciones mayores a 100 kW de AGPE con FNCER.

  Esto significa que el crédito tendría un valor único sin distinción de capacidades aplicando al valor de las variables T, D, PR, R y Cv del CU, con lo cual la energía quedaría valorada al G del CU.

  Esta propuesta tiene un sentido económico más sustentado, dado que el G tiene una formación con base en compras de energía en bolsa y contratos.

  Esto significaría modificar el crédito de energía de la Resolución CREG 174 de 2021 para aquellos de capacidad instalada menor o igual a 100 kW.

- Aplicar el crédito de energía conforme a la referencia de capacidad instalada total de la comunidad energética y con las reglas de la Resolución CREG 174 de 2021.

  Esto significa que, si un grupo de usuarios se unen y si la capacidad total agrupada de los equipos de generación supera 100 kW, le aplicaría la valoración del crédito al valor de las variables T, D, PR, R y Cv del CU.

  Con esto se tiene un objetivo dirigido a usuarios regulados, pues conforme a un análisis de la potencia necesaria para cubrir las necesidades propias, la potencia nominal de generación no supera los 2 kW por instalación, con lo cual se tendría una comunidad energética de máximo 50 usuarios para poder aplicar el crédito al valor del Cv del CU.

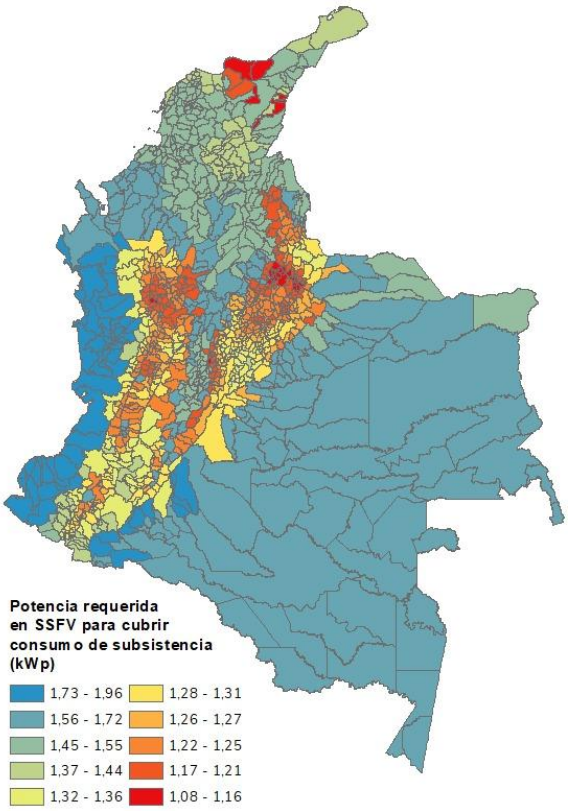


*Figura 15 Capacidad promedio necesaria en usuarios residenciales en Colombia para subir necesidades. Fuente: Ministerio de Minas y Energía*

- Con base en la gráfica anterior, otra propuesta es que a toda instalación en que no se supere una potencia de generación de 3 kW se le aplique el crédito de energía al valor del Cv.

  Con esto se cubren dichos usuarios identificados en la gráfica más un margen para que otros autogeneradores más grandes puedan beneficiarse.

- Respecto de los excedentes que superan el crédito de energía, se contempló el mínimo entre el MC y el precio de bolsa. Con esta medida el ingreso tendría una mejor valoración, puesto que el precio de bolsa puede tener casos donde se disminuya en caso de condiciones hídricas favorables.

- Finalmente, una potencial alternativa es remunerar conforme a la actividad o servicio utilizado/obtenido/producido. Esto es, si el usuario consume de la red, facturarle dicho consumo conforme las reglas tarifarias. Si el usuario entrega energía a la red, entonces se le factura la energía que entrega al precio del mercado, que puede ser de nuevo el mínimo entre el MC y el precio de bolsa. Al final se puede aplicar un neteo de facturación. Con eso se usaría un Crédito de Energía en dinero para el cruce de cuentas mensual.

Esta última alternativa es más limpia que el intercambio en energía, pues la energía entregada o consumida deriva en aplicación de un precio más eficiente de acuerdo con el servicio prestado.

Otra alternativa que se analizó es la consultada en la Resolución CREG 701 051 de 20214, en la cual se proponen las reglas de la Resolución CREG 174 de 2021 por punto de conexión, analizando la capacidad instalada por usuario. Este cálculo de capacidad instalada por usuario se realiza sumando el total de equipos de generación de la comunidad energética y dividiéndolo entre el total de usuarios de la comunidad energética. Si el valor anterior es inferior o igual a 100 kW, se aplicaría el crédito al valor del Cv del CU. De lo contrario, al valor de las variables T, D, PR, R y Cv del CU.

Como efecto negativo, la anterior alternativa puede otorgar el beneficio del crédito de energía descontando únicamente el componente Cv a usuarios grandes, ya que no contempla un porcentaje máximo en la distribución de los excedentes y en ese sentido por ejemplo con un usuario de 980 kW y el resto de los usuarios de 1 kW, obtendrían el beneficio:

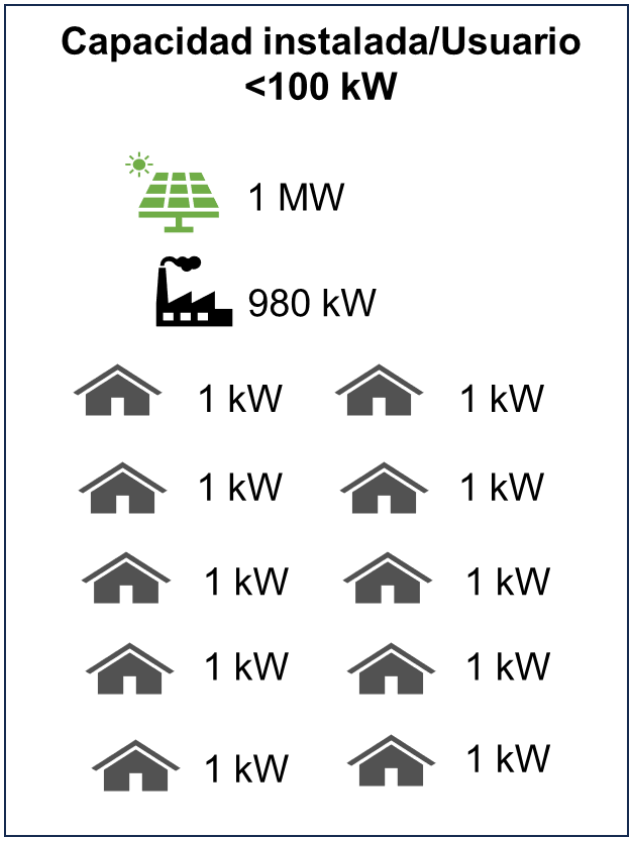


*Figura 16 Caso identificado no deseado en resolución de consulta*

Es decir, con estas reglas no se busca que se beneficien usuarios grandes de un crédito de energía al valor del Cv, lo cual es desproporcionado.

En ese sentido, la alternativa elegida en esta resolución es una combinación entre el indicador de capacidad instalada por usuario y el porcentaje de distribución de excedentes, de tal forma que las condiciones para acceder a los beneficios del crédito sean similares a las de la AGPE. No obstante, las otras alternativas pueden retomarse o tenerse en cuenta a medida que se tenga un incremento en el CU que no se haya previsto, sobre todo la última analizada que podría tener un potencial beneficio para frenar un incremento en tarifas debido a la penetración de autogeneración.

### 7.3. Impacto en la facturación de un usuario miembro de un autogenerador colectivo en el SIN

De forma ilustrativa bajo la propuesta definitiva en este documento, en este numeral se presenta un ejemplo del impacto en la factura para un usuario estrato 4 que consume 330 kWh y pertenece a un autogenerador colectivo (AC). A continuación de muestran los principales datos del ejemplo.

| **Datos comunidad energética** | | |
|---|---|---|
| Capacidad Instalada CE | 1 | MW |
| Generación diaria | 6.000 | kWh/día |
| Generación mensual | 180.000 | kWh/mes |
| Costo Unitario | 1.000 | $/kWh |
| Componente de comercialización | 100 | $/kWh |
| CU-Cv | 900 | $/kWh |
| MC | 310 | $/kWh |

Considerando que el usuario que hace parte del AC consume 330 kWh/mes, si el usuario de la AC aplica la figura del crédito de energía descontando el componente de comercialización, por el intercambio de los excedentes tipo 1, el usuario pagaría el valor del consumo multiplicado por este componente, es decir $ 33.000 por mes (100$/kWh X 330 kWh/mes).

Ahora, sí buscamos que el neto de la facturación al usuario sea de $ 0, es decir, que su factura sea cero, el usuario debería tener excedentes tipo 2 equivalentes a 106 kWh/mes valorados al MC. Es decir, para que el neto de la factura al usuario sea de cero pesos, los excedentes asignados de la comunidad energética al usuario deberían ser de 436 kWh/mes.

Ahora bien, para que el autogenerador colectivo tenga el beneficio del crédito de energía y que cada usuario perteneciente al AC tenga una facturación de cero, teniendo en cuenta la energía total de los equipos de generación y la energía necesaria por usuario para una facturación cero, la AC debería tener máximo 412 usuarios:

$$Numero\ de\ usuarios\ necesarios\ en\ el\ AC\ para\ una\ facturación\ cero = \frac{Generación\ mensual\ de\ la\ AC\ (180.000\,\frac{kWh}{mes})}{Energía\ excedente\ total\ necesaria\ para\ que\ un\ usuario\ del\ AC\ tenga\ factura\ cero\ (436\ kWh/mes)} \approx 412$$

Lo anterior supone entonces que todos los usuarios son iguales, lo que significaría que el Porcentaje de Distribución de Excedentes (PDE) de cada usuario sería de 0.24% y una capacidad instalada por usuario para fines comerciales de 2.42 kW/usuario. Con dicha capacidad y el PDE el usuario tendría el beneficio de Crédito de Energía al intercambio Cv.

En conclusión, el impacto total de la facturación bajo los supuestos expuestos sería una reducción en la tarifa mensual de $ 330.000 para cada usuario del AC, que para los 412 usuarios sería de $ 135.960.000 mensuales, valor que dado que no se recauda de dichos usuarios sería trasladado al resto de la demanda.

## 8. ABOGACIA DE LA COMPETENCIA

Conforme al Decreto 1074 de 2015 y la Resolución SIC 44649 de 2010, la CREG dio respuesta al cuestionario adoptado por la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia del presente acto administrativo. El resultado del análisis al resolver el cuestionario concluye que el contenido del presente acto administrativo puede tener incidencia sobre la libre competencia en los términos del artículo 7 de la Ley 1340 de 2009.

Con base en lo anterior, la CREG, en su Sesión No. 1364 del 23 de diciembre de 2024, acordó aprobar la presente resolución y enviar a la SIC para emisión de concepto de abogacía de la competencia.

Recibido el concepto de la SIC con radicado 25-29952-6-0 del 12 de marzo de 2025, la Superintendencia Delegada para la Protección de la Competencia de la SIC recomendó:

(i) En relación con el artículo 26 del proyecto: Considerar la adopción de un mecanismo que tenga la idoneidad de reconocer los beneficios atribuibles a la reducción de pérdidas, de manera equitativa a todos los agentes que desarrollan la actividad de GD, sin distinción del comprador de la energía.

(ii) En relación con el artículo 28 del proyecto: Adelantar una revisión del esquema de reconocimiento de excedentes de energía generados por los autogeneradores a pequeña escala que utilizan FNCER, con el fin de garantizar que los costos aplicados a los autogeneradores reflejen criterios técnicos y económicos objetivos, evitando discriminaciones que desincentiven la inversión y el desarrollo del sector.

(iii) En relación con el artículo 12 de proyecto: Precisar que la facultad de la CREG para revisar y modificar las condiciones de conexión y remuneración

de las exportaciones de energía deberá basarse en criterios técnicos objetivos y en un análisis integral de las dinámicas del mercado eléctrico, garantizando así decisiones fundamentadas que contribuyan a la estabilidad del sistema.

A continuación, se realiza el análisis de las recomendaciones relacionadas con la SIC.

### 8.1. Reconocimiento del beneficio de reducción de pérdidas a generadores distribuidos y generadores distribuidos colectivos.

Respecto a la venta de energía por parte de los generadores distribuidos, la Ley 1715 de 2014 dispuso que se debería remunerar teniendo en cuenta los beneficios que esta trae al sistema de distribución donde se conecta, entre los que se pueden mencionar las pérdidas evitadas, la vida útil de los activos de distribución, el soporte de energía reactiva, etc., según la regulación expedida por la CREG para tal fin, conforme a los principios establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994 y los lineamientos de política energética expedidos por el Ministerio de Minas y Energía para el mismo.

En ese sentido, en los análisis realizados por la Comisión para cuantificar los beneficios de la generación distribuida con relación a la reducción de pérdidas en los sistemas de distribución local, se estableció compartir el beneficio del 50% de las perdidas técnicas en el sistema del OR acumuladas hasta el nivel de tensión en el que se conecta el generador distribuido. Ahora bien, este beneficio se incluye en el precio de venta de la energía del generador distribuido cuando se vende al comercializador integrado con el operador de red, debido a que cuando el generador distribuido vende la energía a un comercializador diferente, el precio de venta es pactado libremente.

Adicionalmente, es necesario recordar que el comercializador integrado con el OR está obligado a comprar la energía al generador distribuido al precio definido por la Comisión y que incluye el beneficio de la reducción de perdidas. Independiente del esquema de venta de la energía elegido por el generador distribuido el beneficio en la reducción de las pérdidas es percibido por el mercado de comercialización y el operador de red quien es el encargado de la gestión de las pérdidas como se explica a continuación.

El agente designado por el Decreto 387 de 2007, “por medio del cual se establecen las políticas generales del servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones”, para la administración, operación y mantenimiento de las pérdidas en un mercado de comercialización, es el Operador de Red quien, justamente, es el que está integrado con el comercializador incumbente, y es este último a través del cual se realizan las liquidaciones en un mercado de comercialización.

La liquidación de un mercado se efectúa restando las medidas de los comercializadores no integrados con el OR de la(s) frontera(s) del comercializador integrado con el OR, quien responde por todas las diferencias entre las pérdidas

reconocidas y las reales, es decir, el comercializador no integrado con el OR es el agente que se afecta o beneficia por las diferencias entre las pérdidas reales y las pérdidas reconocidas. Dado que este es el único agente encargado de gestionar las pérdidas y el único beneficiario por una disminución de estas, es el agente con el que se debe efectuar la transacción.

No se puede realizar la transacción recomendada con los comercializadores no integrados con el OR porque ellos no son los responsables de la gestión de pérdidas. Así mismo, las pérdidas que le son cobradas son las mismas que ellos reciben de los usuarios, sin que tengan ningún margen de diferencia al respecto. Asignarles alguna responsabilidad de reconocimiento de pérdidas a los GD por parte de un comercializador no integrado con el OR causaría un desequilibrio respecto del reconocimiento de sus costos.

En ese sentido, de conformidad con el concepto 11001030600020130000500 del 4 de julio de 2013 de la Sala de Consulta y Servicio Civil del Consejo de Estado, con ponencia del Consejero Dr. Wiliam Zambrano Cetina, existe un carácter no vinculante del concepto emitido por la SIC con relación a la autonomía normativa de las autoridades de regulación, la Comisión se aparta de la recomendación (i).

## 8.2. Revisión del esquema de reconocimiento de excedentes de energía.

La SIC en el concepto de abogacía de la competencia recomienda a la Comisión realizar una revisión del esquema de reconocimiento de excedentes de energía para los autogeneradores a pequeña escala y los autogeneradores colectivos, en cuanto a la diferencia del esquema para los autogeneradores a pequeña escala menores a 100 kW y aquellos entre 100 kW y 1000 kW.

En primer lugar, vale la pena resaltar que el esquema diferencial para el reconocimiento de los excedentes de energía para los autogeneradores ha sido el resultado de los estudios y análisis adelantados por la comisión y los comentarios realizados por los interesados publicados en los documentos CREG D-066-17, CREG D-026-18, CREG D-002-21, CREG D-142-21.

El esquema de créditos de energía para el reconocimiento de los excedentes de energía fue establecido en el artículo 8 de la Ley 1715 de 2014, el cual fue reglamentado en el Decreto 348 de 2017.

Adicionalmente, el esquema diferencial en el reconocimiento de los excedentes de acuerdo con la capacidad obedece a los análisis técnicos y económicos realizados por la Comisión en cuanto el impacto esperado en la red de distribución y en el mercado.

En ese sentido, se definieron procedimientos de conexión simplificados de acuerdo con la capacidad instalada en el punto de conexión o frontera comercial, que obedece al análisis técnico, el cumplimiento de estándares internacionales y el

impacto sobre la red de distribución cuyos resultados se muestran en los documentos referenciados, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los generadores con capacidades iguales o inferiores a este valor no tienen efectos tan importantes en la red como los que produciría un generador con mayor capacidad.
- En el mundo, las capacidades a partir de las cuales se definen los generadores distribuidos varían en rangos alrededor de 10 kW o 100 kW.
- Su producción de energía se considera importante y equiparable a la que consumiría el menor de los usuarios no regulados y produciría efectos beneficios en la red de distribución al evitar el transporte de energía desde el STN y pueden ser una solución localizada para disminuir restricciones de red.

Respecto a los esquemas de valoración de los excedentes, es necesario recordar que los costos de la compra de la energía a los autogeneradores son trasladados a los usuarios regulados del mercado de comercialización y es necesario dar cumplimiento a los criterios tarifarios definidos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994.

Así las cosas, se definió un límite de 100 kW para el esquema de crédito de energía descontando el componente de comercialización que refleja únicamente la gestión comercial que realiza el agente, considerando que este esquema puede tener un impacto significativo en los usuarios regulados del mercado de comercialización por el traslado de las compras de energía de los autogeneradores y que la energía producida el autogenerador de 100 kW es equiparable a la que produciría el menor de los usuarios no regulados.

Para los autogeneradores entre 100 kW y 1000 kW, es necesario resaltar el impacto que puede tener en el costo unitario de prestación del servicio en el mercado de comercialización, debido a la cantidad de energía que pueden generar este tipo de sistemas y que estos costos son asumidos por el resto de los usuarios regulados en el mercado de regulación. En ese contexto, se consideró el uso de un esquema de crédito descontando otros costos como la trasmisión, distribución, pérdidas reconocidas y restricciones.

Como se ha citado en el análisis de impacto, más adelante podría migrarse a una unificación en la que el costo del Crédito de Energía se reduzca e iguale para cualquier capacidad. Se evaluará el crecimiento en el CU y dependiendo de dicho seguimiento se realizarán los análisis ex post regulatorios.

## 8.3. Revisión del esquema comercial

Respecto a la recomendación realizada por la SIC, se incluye en el texto de la Resolución la aclaración para que la Comisión en el marco de sus competencias

revise el esquema comercial, sujeto a los análisis técnicos y económicos del mercado.

A continuación, se presenta el texto adicionado en la resolución.

> *"cuando la cantidad de energía anual entregada por los AGPE, GD, AC y GDC en un mercado de comercialización supere el 4% de la demanda comercial regulada anual de ese mercado, la CREG podrá revisar y modificar las condiciones de remuneración que se establecen en esta resolución y demás normativas asociadas.* ***Esta revisión deberá basarse en criterios técnicos y económicos objetivos, así como en un análisis integral de las dinámicas del mercado eléctrico."***

## ANEXO 1. MATRIZ DE COMENTARIOS

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 1 | E2024009403 | Esto quiere decir que las CE requieren constituirse como Empresas de Servicios Públicos?<br>Los activos que se desarrollen con inversión privada, ¿deben constituirse como propiedad de los AC o GDC, o bien pueden ser propiedad de un tercero?<br>¿El presente hace referencia a los casos en que se esté frente a un GDC?<br>¿Quiere esto decir que los AC no son ESP, y los GDC sí? | | De acuerdo con lo dispuesto en el Decreto 2236 de 2023, la CE se deben constituir a través de la forma asociativa que consideren pertinente, en ese acuerdo debe establecerse la forma en que van a funcionar, responsabilidades, quien va a ser su representante, entre otras consideraciones.<br><br>Adicionalmente, se aclara, en el caso en que la CE tenga por objeto la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, deberá constituirse de acuerdo con las personas autorizadas en el artículo 15 de la Ley 142 de 1994 para ser prestador del servicio.<br><br>Cuando la CE desarrolle las actividades GDC y AC deberá constituir de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 174 de 2021. |
| 2 | E2024009403 | Se puede afirmar bajo este precepto que las CE ante sus usuarios deben cumplir las reglas conductuales establecidas en la Resolución CREG 080 de 2019?<br>En el evento de que los usuarios de la CE no estén de acuerdo con las decisiones adoptadas por su Representante Legal, ¿cuál será la instancia siguiente? ¿Acaso tienen los Representantes Legales un superior jerárquico? ¿Cuál será el órgano o entidad que avale el nombramiento del Representante Legal?<br>Preocupa y llama a la incertidumbre la cantidad de usuarios que bien pueden quedar eximidos de una gran cantidad de responsabilidades – obligaciones, sin que el regulador manifieste | | Tal y como se dispuso en el Decreto 2236 de 2023 en el acuerdo asociativo debe estar reglamentado todo el funcionamiento que al interior de este deben tener las CE, es decir que ellos mismos a través de la suscripción del acuerdo se dan todas las reglas y la forma en que van a funcionar.<br><br>Adicionalmente, se aclara que el acuerdo asociativo de la CE se rige por las reglas civiles y comerciales vigentes en el país y no están sujetos a la regulación de la Comisión. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | o deje claro cómo se suplirán esas obligaciones desatendidas | | |
| 3 | E2024009403 | Las CE son ESP? Si se les facultará el recaudo contribuciones, la Contraloría los inspeccionará? Qué seguridad jurídica otorga esto? Las CE prestarán concurso económico? Harán parte de un Comité Permanente de Estratificación (“CPE”)? O habrá un CPE de CE?<br>Por otra parte, al final del presente artículo se menciona sobre el deber de publicar el acuerdo de la comunidad energética (“ACE”) señalando que este abarca atender Usuarios Regulados; sin embargo, con base en lo señalado en la Resolución CREG 080 de 2019 y la Ley 142 de 1994, debería también el Usuario No Regulado conocer de dicho ACE indistinto su naturaliza, usuario es usuario y debería conocer públicamente dicho acuerdo. | | Al respecto nos permitimos aclarar que las CE deben ser constituidas de acuerdo con las actividades que realicen en cumplimiento de la normatividad vigente en el país, en el caso en el cual la CE sea el responsable de prestar el servicio público domiciliario de energía eléctrica, deberá estar constituida de acuerdo con la Ley de los servicios públicos - Ley 142 de 1994, en sus artículo 10 y 15. Ahora bien, si la CE se constituye para realizar las actividades de AGRC y GDC debe dar cumplimiento a la CREG 174 de 2021y CREG 096 de 2015, las cuales venden energía al sistema a través de un agente generador o comercializador, según el caso. |
| 4 | E2024009403 | Por qué se le aplica a toda la actividad de Autogeneración Colectiva (AGRC) la obligación el cobro por respaldo en cada punto de conexión, sin distinción de los eventuales casos donde se trate de Autogeneradores a Pequeña Escala (“AGPE”) los cuales les aplica los lineamientos de la Resolución CREG 174 de 2021?<br>Por otra parte, si la palabra regulatoria es “armonizar” pero de entrada se exige que se led e tratamiento igualitario a estas nuevas figuras energéticas, ello puede llevar a desincentivación de su conformación. | | Al respecto nos permitimos aclarar que las reglas para la subscripción de un contrato de respaldo, en los términos del capítulo 10 de la resolución CREG 015 de 2018 y la resolución CREG 174 de 2021, se mantienen para el caso de los AGC, los cuales dependen de la capacidad en cada punto de conexión.<br><br>En todo caso se analizará el tema de respaldo en conjunto con el Decreto 1403 de 2024 de forma posterior. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 5 | E2024009403 | Similar al anterior comentario, la regulación supuestamente busca promover las CE mediante AGRC y Generación Distribuida Colectiva (“GDC”); sin embargo, al observar la imposición de costos por factor de transporte de energía reactiva en este nuevo modelo de generación colectiva, genera una barrera de entrada que en lugar de armonizar y promover su desarrollo, impacta y detona incertidumbre. Plus: la Resolución MME 929 de 2023 señala que la AGPE (y como se observa en la presente propuesta regulatoria los Autogeneradores Colectivos (“AC”) se rigen por las reglas de de AGPE, estos se encuentran exentos de dicho cobro, por ende, no solo es una barrera de entrada sino que además es contraproducente con lo ya establecido por la normatividad del Ministerio de Minas y Energía (“MME”), ojalá el regulador tenga en cuenta lo presente y/o en su defecto haga la correspondiente distinción entre AC que sean 1) AGPE que es aplica las disposiciones de la Res. CREG 174 de 2021, y 2) AC que sean Autogeneradores a gran Escala (“AGGE”) aplicable a las disposiciones de la Res. CREG 015 de 2018: “(…) | | Al respecto nos permitimos aclarar que las reglas para el cobro de la energía reactiva en los términos de la resolución CREG 015 de 2018 se mantienen para el caso de los AGC, los cuales dependen del consumo en cada punto de conexión, así como el cumplimiento del ordenamiento legal vigente.<br><br>En todo caso, los AC son una constitución o figura diferente a los AGPE.<br><br>En cualquier caso, el tema de energía reactiva se abordará en regulación independiente, mientras tanto se deja una transición que no afecta en mayor medida a los AC por el cobro de este concepto. |
| 6 | E2024009571 | En la definición de los parámetros para la AGRC y la GDC no se específica níngun parámetro ni incentivo con enfoque regional que beneficie a las comunidades cercanas a las instalaciones de generación de energía. Esto es contradictorio teniendo en cuenta que el objetivo de las CE es promover el desarrollo local y territorial de las comunidades. | Se propone agregar el concepto de Zona de Distribución Local Colectiva (ZDLC) la cual incluiría a los Autogeneradores Colectivos y Generadores Distribuidos Colectivos que estén conectados a circuitos de la red de distribución local que compartan la misma subestación de media tensión o que | Al respecto nos permitimos aclarar que los incentivos para las CE se encuentran determinados por el crédito de energía en el caso de los AC y del reconocimiento de las pérdidas en el caso de los GDC, asimismo, los límites máximos de potencia y dispersión de Autogeneradores colectivos y generadores distribuidos colectivos de los que trata el Decreto 2236 de 2023, fueron definidos por la Unidad de |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | Al permitir que los sistemas estén instalados dentro de un mismo Sistema de Distribución Local, podría ocurrir que las comunidades con mayor poder adquisitivo se beneficien por la instalación de proyectos en zonas apartadas y que las comunidades cercanas a dichos proyectos no puedan beneficiarse por dificultades en el acceso a la financiación o porque debido al subsidio de la tarifa de energía, la participación en el proyecto de estos usuarios no sea viable económicamente para inversionistas interesados en su desarrollo. Además de esto, si fuera el caso de que el lugar de generación estuviese muy alejado del punto de consumo, esta generación de energía no traería ningún beneficio para la red y por el contrario, habria un déficit en el pago de la tarifa de distribución, lo que a su vez es un problema porque la ineficiencia de tener proyectos de generación lejos de sus usuarios consumidores, la tendrían que pagar los usuarios que no estén adscritos a una CE.<br>Si se tiene un enfoque regional, se genera eficiencia para la red, se promueve el desarrollo local y territorial de comunidades y así mismo se generan incentivos de mercado. | estén situados en un radio de 2km para altas densidades de población, 20km para bajas densidades de población, con posibilidad de excepción de hasta 40km para casos especiales de alta dispersión de los usuarios.<br><br>Al definir este concepto, podrían establecerse tarifas preferenciales para los usuarios de las CE que hagan parte de la Zona de Distribución Local Colectiva (ZDLC) que sean más beneficiosas, promoviendo que la energía que se genera localmente se distribuya entre las poblaciones más cercanas. Para los usuarios fuera de estas Zonas, podrían incluirse cargos adicionales relacionados con el uso de la red de distribución y las pérdidas del sistema. | Planeación Minero Energética (UPME), mediante la Resolución UPME 501 del 28 de junio del 2024. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 7 | E2024009571 | En su reciente política sobre Comunidades Energéticas, el Gobierno pretende incluir a las poblaciones más vulnerables para reducir sus costes energéticos y darles acceso a una energía limpia y producida localmente. La UPME en el proyecto de Resolución de mayo de 2024 que define la máxima potencia y dispersión para las Comunidades Energéticas resalta como objetivo de las CE el acceso al servicio eléctrico de las poblaciones económicamente vulnerables que, mediante esquemas de asociatividad colectiva, se harán cargo de gestionar, producir, consumir, y, vender los excedentes, de su propia energía generada.<br><br>Además de esto, en la Resolución 40137 de 2024 del MME se definieron criterios de focalización para financiar los sistemas energéticos de las CE, sin embargo, estas ayudas pueden ser limitadas en relación con el potencial de desarrollo de las comunidades energéticas en el país. Teniendo esto en cuenta, para permitir su rápido desarrollo en todas las clases sociales y amortiguar la dependencia de las clases más vulnerables a las ayudas gubernamentales para financiar los sistemas de energía, consideramos necesario que las comunidades puedan desarrollarse recurriendo a la financiación privada.<br><br>Dada la bajísima o nula capacidad de inversión de las comunidades económicamente vulnerables, la creación una CE con un sistema de generación de energía suficiente para suplir sus necesidades requerirá, en la mayoría de los | Con base en lo descrito previamente, se propone definir un incentivo reglamentario para los estratos residenciales más vulnerables, con el fin de garantizarles un lugar en las Comunidades Energéticas.<br><br>La **inclusión preferencial de usuarios residenciales de estrato 1, 2 y 3** permitiría que las Comunidades Energéticas cercanas a usuarios residenciales de estrato 1, 2 y 3 deban admitirlos, si cumplen con los requisitos normativos de la CREG para pertenecer a una CE. Dado que admitir muchos usuarios del estrato 1, 2 y 3 puede afectar el equilibrio económico de la comunidad, esta regla aplicará siempre y cuando no se afecte la viabilidad económica de la CE, determinando un porcentaje máximo de participantes de los estratos bajos que serán compensados con usuarios de mayor poder adquisitivo como empresas e industrias.<br><br>Con esta propuesta, una comunidad con solo los consumidores del estrato 5 - 6 y empresas, puede crearse sin problemas. Pero sí consumidores del estrato 1, 2 y 3 quieren entrar, no pueden ser rechazados, teniendo en cuenta el porcentaje defindo para garantizar la viabilidad financiera del proyecto. Para garantizar la seguridad del inversionista y que este tipo de | Al respecto nos permitimos aclarar que los lineamientos de política pública en cuanto a la focalización y asignación de subsidios no hacen parte de lo dispuesto en el proyecto regulatorio y están a cargo del ente rector del sector, el Ministerio de Minas y Energía. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | casos, la presencia de inversores ajenos al proyecto (empresas o particulares).<br><br>Sin embargo, con lo descrito en el proyecto de resolución no existe ningún incentivo para los inversionistas de financiar proyectos de energía a las comunidades más vulnerables, específicamente a aquellos usuarios residenciales ubicados en los estratos 1, 2 y 3. Los subsidios a la tarifa de energía actuales son una barrera para el desarrollo de proyectos de energías renovables ya que la financiación de hasta el 60% de la tarifa de energía en algunos estratos, representa una caída significativa de la rentabilidad financiera de los proyectos. Debido a esto, el mercado y específicamnte los inversionistas preferirán desarrollar proyectos de Comunidades Energéticas con grandes empresas, comercios o consumidores de los estratos 4-5-6 debido a la rentabilidad financiera de estos proyectos. Esto además de afectar el enfoque social del concepto de Comunidades Energéticas, tendrá una consecuencia negativa en el recaudo de las contribuciones necesarias para subsidiar a los estratos más bajos. La normativa actual puede traer como consecuencia que los usuarios vulnerables que no alcancen la financiación gubernamental, queden excluidos de las Comunidades Energéticas. | proyecto sea beneficioso, es necesario que la rentabilidad sea siempre positiva e incluso superior a un valor financiero óptimo para el inversionista. Este valor será el beneficio mínimo necesario para garantizar un retorno de la inversión en el tiempo previsto por el contrato. Debe definirse adecuadamente ya que la entrada de usuarios de estratos bajos podría reducir los beneficios y retrasar el retorno de la inversión para los financiadores. En ese caso, la CE podrá definir un retorno de la inversión mínimo con el cuál tendrá derecho a rechazar la entrada de los estratos 1, 2 y 3. | |
| 8 | E2024009571 | Teniendo en cuenta la importancia de incluir incentivos que beneficien o prioricen las poblaciones vulnerables relacionadas con los objetivos de democratización y justicia | Se propone un esquema de incentivos dónde los usuarios con menor estrato y menor consumo, puedan ceder capacidad de | Ver respuesta al comentario 7.<br><br>Adicionalmente, se aclara que al considerar el total de la energía exportada por los miembros del |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | social de las Comunidades Energéticas, se propone motivar la presencia de empresas o particulares de mayor poder económico y mayor consumo que participen en conjunto con usuarios de estratos bajos con menores consumos en la Comunidad Energética. | Excedentes tipo 1 a los usuarios de mayor consumo y mayor capacidad financiera, creando incentivos de trabajar conjuntamente a través de la formación de una CE.<br><br>La propuesta es que la Comunidad Energética tenga Exportaciones tipo 1 de acuerdo al número de usuarios multiplicado por 10 kW, y que cada usuario máximo pueda ceder el 75% de su capacidad de intercambio, lo cual motivaría a empresas a tener más usuarios en la misma comunidad, para comprar la electricidad a un mejor precio (el precio de excedente 1). Para ello, será necesario cambiar el límite de potencia para beneficiarse de la tarifa de 100 kW a 10 kW. | AGDC para posteriormente realizar la distribución de acuerdo con el porcentaje indicado por la comunidad se habilita el incentivo descrito en el comentario. |
| 9 | E2024009571 | En la definición de **Capacidad instalada o nominal del Autogenerador Colectivo o de un Generador Distribuido Colectivo,** se describe que para ambas figuras este concepto corresponderá a la sumatoria de las capacidades instaladas o nominales individuales de cada uno de los sistemas de generación, sin embargo, no es claro si varias instalaciones independientes con diferentes capacidades nominales y ubicadas en diferentes puntos geográficos podrán conformar un Generador Distribuido Colectivo. Esto querría decir que el GDC no tendría una frontera física sino varias fronteras.<br><br>De igual manera, en la definición de **Potencia máxima declarada del Autogenerador Colectivo o de un Generador Distribuido Colectivo y la** | Describir con mayor detalle a que se refiere el tema de la capacidad instalada nominal del GDC, si está relacionada con diferentes puntos de generación de energía y si es posible la agrupación de varias fronteras en diferentes lugares y de diferentes capacidades. | Se aclara en las definiciones de la resolución definitiva.<br><br>Adicionalmente, se incluyen dos artículos con la conformación de cada una de las actividades y un artículo con el cálculo de la capacidad instalada por usuario. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | **potencia máxima individual** se habla de diferentes puntos de conexión para el GDC. | | |
| 10 | E2024009571 | En la definición **Importación de Energía del Autogenerador Colectivo,** se indica que es la cantidad de energía eléctrica consumida por un Autogenerador Colectivo, sin embargo, debido a que el AGRC no tendrá una única frontera física, corresponderá a la sumatoria de los usuarios que lo conforman. | Precisar en la definición de I**mportación de Energía del Autogenerador Colectivo** que la importación de energía será la sumatoria de la importación de los usuarios que conforman la Comunidad Energética bajo la figura de Autogenerador Colectivo | Se aclara en las definiciones de la resolución definitiva. |
| 11 | E2024009571 | En este artículo se describen una serie de derechos para los usuarios de las Comunidades Energéticas constituidas con base en las estructuras de Gobierno Propio de los Pueblos y Comunidades Indígenas y de las comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras que se constituyan como Comunidades Energéticas (CEEP). Sin embargo, solo se describen 4 puntos a los cuales los usuarios de estas comunidades tendrán derechos. Los demás derechos que se describen en la Resolución CREG 108 de 1997 relacionados con la calidad y seguridad del servicio, racionalidad, neutralidad, buena fe, obligatoriedad del contrato, no abuso de posición dominante, transparencia, facturación oportuna, etc se excluyen para este tipo de Comunidades Energéticas. | Se propone que los deberes y derechos descritos para las CEEP sean adicionales a los que todos los usuarios tendrán derecho que se presentan en la Resolución CREG 108 de 1997, evitando abusos a los usuarios en la ejecución de este tipo de comunidades. En todo caso deben ser parte de acuerdo asociativo que se suscriba bajo el entendido que es ese documento el que contempla todas la s reglas para su funcionamiento. | Para estas comunidades CEEP, el proyecto regulatorio contempló criterios diferenciales en cuanto a los derechos y deberes de los usuarios y condiciones para las transferencias de energía al interior de estas comunidades, incluyendo una regla diferencial para permitir la conexión de usuarios a través de un único punto de conexión o fronteras agrupadoras.<br><br>No obstante, en el periodo de consulta se recibieron múltiples comentarios acerca de los posibles riesgos de esta alternativa, al considerar que se puede poner en riesgo la prestación del servicio de energía eléctrica para los usuarios al no dejar claras las responsabilidades frente al usuario y otros agentes; en ese sentido, se determinó acoger los comentarios de los agentes, en el sentido de que todos los usuarios del servicio de energía eléctrica pertenecientes a un autogenerador colectivo tengan un punto de conexión y frontera comercial, eliminando la posibilidad de las fronteras agrupadoras.<br><br>En ese sentido, al contar con fronteras comerciales independientes para cada usuario, permite la delimitación de las responsabilidades respecto a la calidad en la prestación del servicio, expansión, operación y mantenimiento de las redes, medición y facturación, así como los mecanismos para la protección de los derechos |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | | de los usuarios pertenecientes a algún tipo de comunidad energética. |
| 12 | E2024009571 | No se incluye en el Artículo 3 de las deficiones las CEEP. No es claro a que corresponde la sigla. | Definir explicitamente este tipo de Comunidad Energética en las definiciones. | Se aclara en la resolución definitiva. |
| 13 | E2024009571 | En el parágrafo se define que el usuario debe continuar pagando el costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria, pero no es claro quien realizaría el recaudo. ¿La Comunidad Energética debe hacerlo y pagarlo al respectivo comercializador o es responsabilidad del usuario? | Definir claramente como se realizaría el recaudo y quien es responsable de hacerlo. | Se aclara que de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 101 028 de 2023 el responsable del recaudo del Costo de la Opción Tarifaria es el comercializador que atiende a cada usuario. |
| 14 | E2024009571 | Se define que las CE que tengan por objeto la comercialización de energía eléctrica deberán dar cumplimiento a lo establecido en la resolución CREG 156 de 2011. Esto quiere decir que, según la regulación mencionada ¿todas las CE que quieran comercializar energía deben conformarse como empresas comercializadoras de energía, ser una ESP y cumplir con todas las obligaciones contables y regulatorias asociadas? Esta definición restringe las actividades que pueden hacer las Comunidades Energéticas limitandolas a requerir un representante o un equipo especializado para la venta de energía que en ocasiones debido al tamaño de los sistemas y sus ingresos, será inviable financieramente.<br><br>Además de esto, solamente exime de esta disposición a las CEEP que realicen transacciones de energía eléctrica en una frontera agregadora, limitando que otros tipos de Comunidades Energéticas fuera de estos grupos poblacionales puedan tener | Flexibilizar las condiciones para la comercialización de la energía eléctrica de las Comunidades Energéticas que permita que se puedan realizar transacciones de energía entre los miembros de una misma comunidad sin el requerimiento de convertirse en una Empresa de Servicios Públicos y todos los requisitos existentes para realizar la actividad de comercialización de energía en Colombia. Dejando en claro que todo se centra a través de un acuerdo asociativo que regla todo. | Ver respuesta al comentario 3. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | fronteras agregadoras y comercializar la energía entre sus miembros. | | |
| 15 | E2024009571 | En la descripción de las condiciones para las transacciones de energía al interior de una CEEP, se definen unas responsabilidades del representante de la CE. Sin embargo, al momento de cumplir con estas responsabilidades el representante requerirá unos conocimientos técnicos específicos para dar cumplimiento a sus responsabilidades y evitar abusos a los usuarios. Al momento de definir la regulación, ¿cuál es el foco de este representante de la CEEP? ¿Qué sean empresas privadas, usuarios de la comunidad, el gobierno? ya que si se pretende que sean personas elegidas por la propia comunidad, se requerirá una capacitación o unas habilidades técnicas mínimas para la representación de la CEEP. | Definir claramente los requisitos técnicos y de conocimiento que deberá tener el representante de la CE para cumplir con sus responsabilidades en la administración y la comercialización de excedentes al interior de una CEEP evitando abusos a los usuarios. | Se aclara que los requisitos técnicos y administrativos del representante de la CE no hace parte del alcance de este proyecto regulatorio. |
| 16 | E2024009571 | Se define que en cada punto de conexión el AC podrá solicitar el cambio de medidor a uno bidireccional horario o a uno de medición avanzada, para lo cual el agente comercializador que lo representa debe suministrarlo. ¿Quién asume el costo del medidor? Con las condiciones actuales, puede representar una sobrecarga para los comercializadores el cumplimiento de este requisito desmotivando la implementación de las CE. | Definir las responsabilidades de los comercializadores para la medición inteligente AMI y un plan de acción que favorezca la implementación de esta tecnología en los próximos años en el país. | Se aclara que las responsabilidades de la implementación de la AMI no hacen parte del proyecto regulatorio y se encuentran en la resolución 101 001 de 2022. Sin embargo, se tendrá en cuenta el comentario como parte de la estrategia de implementación del AMI.<br><br>En todo caso si de común acuerdo deciden instalar un medidor, las partes podrán acordar la propiedad y pago del medidor dando cumplimiento a lo dispuesto en la Ley y la regulación. |
| 17 | E2024009571 | En el proyecto de Resolución, se promueve el uso de la medición digital para los usuarios pertenecientes a las CE y en el Artículo 16 se define que los costos por la reactiva se realizarán considerando un factor M igual a 1 durante los 24 meses contados a partir de su conexión al SDL. | Se propone eximir del cobro de la energía reactiva a todos los usuarios residenciales y pequeños consumidores que utilicen medición inteligente. Esto con el objetivo de evitar resistencia al cambio de medidores y problemas en el largo | Se aclara que el cobro para la energía reactiva para los usuarios que no hacen parte de una Comunidad Energética no hace parte del proyecto regulatorio; no obstante, se tendrá en cuenta el comentario en los análisis adelantados por la Comisión al respecto en la actualización de la metodología de distribución. Esto también se |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | La penalización de la energía reactiva afecta **directamente a los usuarios residenciales** cuando cambian a medición inteligente ya que comienzan a percibir un cobro adicional en su facturación. Además, debido a la baja cantidad de energía reactiva que genera un hogar respecto a una industria, no existen alternativas al alcance de los residenciales para mitigar la inyección. Por esto, los usuarios deben pagar la penalización y están perjudicados por el factor M que puede llegar a aumentar hasta 12 veces el costo mensual de la reactiva.<br><br>Esto es una problemática que hace inviables los proyectos por el costo de las facturas de los usuarios. La solución propuesta de eximir el cobro por 24 meses no soluciona el problema en el largo plazo. | plazo en la rentabilidad de los proyectos asociado a la penalización de la energía reactiva. | analizará de forma conjunta con el Decreto 929 de 2023. |
| 18 | E2024009571 | Se habla sobre La Ventanilla que está propuesta desde el 2021 y aún no se ha implementado. Además de esto, se delega la responsabilidad a los OR de atender y resolver las solicitudes de conexión de la ventanilla. Actualmente los OR no tienen las capacidades para dar cumplimiento a esta revisión ni están cumpliendo los tiempos de respuesta óptimos de las solicitades de conexión y legalización de los usuarios. ¿Cómo lograr que con las nuevas solicitudes que existirán para las CE si se cumplan adecuadamente los tiempos? | Es importante definir claramente las responsabilidades que tendrán los OR para atender las solicitudes de los nuevos usuarios que quieran conformar las CE determinando los tiempos mínimos de respuesta y los procedimientos que deben cumplirse. Además, es importante establecer como prioridad la ejecución de La Ventanilla para que la centralización de la información permita tener un mayor control de los procesos, favoreciendo la agilidad en la legalización de los sistemas. | Se aclara que la implementación de la ventanilla única, así como la vigilancia del cumplimiento del procedimiento de conexión por parte de los ORs no hacen parte de las competencias de la Comisión.<br><br>Al respecto, en el proyecto regulatorio se aclara que dicha ventanilla podrá ser implementada por la UPME o la entidad que el Ministerio de Minas y Energía Determine. |
| 19 | E2024009571 | Se cambia la remuneración de la CREG 174 de 2021 de PB + Beneficios a MC + Beneficios. Este cambio de PB a MC se considera positivo porque ayudará al cierre | Cambiar: Beneficios = 0.5 x P<br><br>Por: Beneficios = 0.5 x P + 0.5 x T | Estos beneficios se asociaron en función de los impactos positivos en la red, principalmente en disminución de pérdidas técnicas. Dado que cualquier aumento en este incentivo deberá ser |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | financiero de proyectos de Generación Distribuida que antes con Precio de Bolsa no eran bancables por la variabilidad de la remuneración.<br><br>Sin embargo, dado que los Generadores Distribuidos hoy no tienen tanto beneficio de escala como un Generador a Gran Escala, consideramos deben agregarse más Beneficios que el 50% de las pérdidas. | Siendo P: Pérdidas técnicas y T: Transmisión de energía | asumido directamente por los usuarios del mercado de comercialización y, además, que no existen razones que evidencien que puedan ser aumentados, no se considera necesario su incremento.<br>Así mismo en el documento soporte 026 de 2018 de la Resolución CREG 030 de 2018, norma que aplicaba inicialmente y que se derogó por la Resolución CREG 174 de 2021, se estudió incluir el componente de Restricciones en la remuneración del GD. No obstante, se concluyó que cuando se cuente con más GD en el sistema y mayor información de los impactos que la misma produce, se podrían modificar la forma de remuneración en función del efecto real que produzca y que sea evidente, como por ejemplo el alivio o costos evitados de inversión en infraestructura de transmisión y distribución.<br><br>Aquí el documento, ver numeral 5 sobre impactos:<br><br>https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/$FILE/D-026-18%20AUTOGENERACI%C3%93N%20A%20PEQUE%C3%91A%20ESCALA%20Y%20GENERACI%C3%93N%20DISTRIBUIDA.pdf |
| 20 | E2024009571 | Se describe que los precios de compra de excedentes que se hayan pactado al precio de bolsa nacional o estén en función de este, no podrán superar el valor del MCm de que trata este artículo. ¿Esto quiere decir que, si el precio de bolsa es menor se pagará a ese precio y si es mayor solo podría facturarse al MC? Esto deja en desventaja aquellos proyectos pioneros que quieran beneficiarse de la nueva regulación de CE.<br><br>Actualmente solo hay 4 proyectos inscritos | Se propone que los usuarios que así consideren, puedan acogerse a la nueva resolución y cambiar el precio de venta al MCm si esto beneficia en el largo plazo sus proyectos, ya que de acogerse a la restricción del precio de bolsa estarían en desventaja en comparación a los demás proyectos. | Una vez analizado el comentario y dado que no es necesario el texto del parágrafo 1 del artículo 23 de la Resolución CREG 174 de 2021, se propone eliminar dicho parágrafo.<br><br>En todo caso, cuando se vende al comercializador integrado con el OR, todos deberán migrar al MC, puesto que es un precio regulado impuesto por la Comisión y que se traslada a la demanda, es decir, afecta tarifa. Anteriormente estaba en función del precio de bolsa de forma directa. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | en XM que se acogen a la CREG 174, los cuales principalmente fueron realizados como pilotos y fueron pioneros en el desarrollo de este tipo de esquemas sacrificando la rentabilidad de los inversionistas asociada al precio de bolsa. Esta definición afectaría significativamente dichos proyectos en su sostenibilidad en el largo plazo. Para demostrar que los proyectos operativos son pilotos pioneros y que el precio de bolsa no es un incentivo de mercado, es evidente que en la actualidad el porcentaje de proyectos adscritos a la CREG 174 utilizando la remuneración de precio de bolsa más pérdidas, es casi nulo. | | Así las cosas, se aplicarán las mismas reglas de AGPE de que trata la Res. CREG 174 de 2021 para la remuneración de excedentes y aplicación del crédito de energía, esto conforme la capacidad nominal del AC. Esto no permitirá arbitrar entre ser un AGPE o un AC por temas de precios que igualmente se trasladan a la demanda.<br><br>Es entonces que se aplica crédito de energía hasta el consumo y lo que exceda dicho consumo, le aplica el precio promedio de los contratos con destino al mercado regulado o MC. Esto pues en estas reglas a los AGPE se les modifica la remuneración de dicha energía excedente por encima del consumo al MC (antes el precio de bolsa). Sobre el crédito de energía, este se aplica conforme la capacidad nominal.<br><br>El MC es considerado un precio con formación de largo plazo que remunera la energía de usuarios regulados y que intenta no trasladar costos ineficientes a la demanda. Así mismo, al cambiar al MC, no se tendrá un precio volátil como lo es el precio de bolsa, haciendo la remuneración mucho más fácil de aplicar.<br><br>Ahora bien, anteriormente (antes de este cambio a MC) con la Resolución CREG 030 de 2018 y 174 de 2021, se trasladaba a la demanda un precio de bolsa directo con los AGPE y GD por los excedentes que superan el crédito de energía. Recordamos que con la Resolución CREG 119 de 2007 el precio de bolsa se traslada en el G del CU con una ponderación y un porcentaje que depende del nivel de contratación del agente comercializador. La diferencia entre las dos anteriores formas de trasladar el precio de bolsa es que la segunda no se realiza un traslado directo como si sucede con los AGPE y GD, esto debido a las compras que son obligadas. Así, con |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | | el cambio propuesto se espera reducir el impacto en el CU debido a incrementos no esperados en el precio de bolsa como sucedieron en el pasado fenómeno del niño y con la activación del estatuto de situaciones de desabastecimiento en el año 2024. |
| 21 | E2024009810 | **Diferencia entre un Autogenerador Colectivo y un Generador Distribuido Colectivo.**<br>De lo establecido en la resolución y en el Decreto 2236 no hay claridad en la diferencia entre una AGRC y un GDC. Se entiende que la primera incluirá usuarios del servicio de energía eléctrica que hacen parte de la comunidad que no tienen dentro de sus redes internas una autogeneración y posiblemente otros que tienen tanto consumo como autogeneración y donde los excedentes serán aportados a los otros miembros de la comunidad y con estos hacer los créditos de energía. Para el caso de la AGDC, no es claro si la diferencia con la AGRC se refiere a que en la Generación Distribuida Colectiva ningún miembro tiene detrás de su medidor la generación (es decir ninguno es Autogenerador) y por lo tanto son granjas solares conectadas directamente a la red, y si esa fuera la diferencia, si en el caso de la AGDC no es permitido aplicar al mecanismo de créditos de energía.<br>Por lo anterior solicitamos aclarar las siguientes preguntas:<br>o ¿En el caso de la AGRC toda la energía debe provenir de un cliente que autogenera? Es decir, si siempre debe haber una generación detrás del medidor de un usuario, o en la suma de capacidad del AGRC se permite vincular Generación Distribuida. | | Inicialmente se aclara que lo establecido en el Decreto 2236 de 2023 no hace parte de las competencias de la Comisión. Respecto al tipo de fronteras comerciales que conforman las comunidades energéticas nos permitimos aclarar lo siguiente.<br><br>Las comunidades energéticas de un AC pueden estar conformadas por fronteras comerciales que importen y exporten energía, incluidas aquellas dedicadas a la exportación o que en su interior únicamente tengan conectados equipos de generación.<br><br>Las comunidades energéticas de un GDC deben estar conformadas únicamente por fronteras comerciales que exporten energía o que en su interior únicamente tengan conectados equipos de generación.<br><br>Estos aspectos se aclaran en la resolución definitiva. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | o En el caso de la Generación Distribuida Colectiva, que hace parte de una comunidad, ¿la energía inyectada a la red solo puede aplicarse a la comunidad como un valor a pagar, es decir, con la AGDC no se pueden realizar créditos de energía contra los consumos de las facturas de los clientes? | | |
| 22 | E2024009810 | **Comunidades Energéticas (CEEP),** Se requiere una definición explícita de lo que serán las Comunidades Energéticas (CEEP), con las delimitaciones para ser considerado como tal, en especial para lo que en el artículo 4 se indica como "Comunidades Campesinas", donde se les da el mismo tratamiento que las comunidades afrocolombianas, raizales y palenqueras para que puedan constituirse como CEEP. Estas últimas son grupos étnicos que han sido reconocidos por el estado colombiano y se tienen criterios claros para ser consideradas como tal. Sin embargo, no existe una definición específica para las comunidades campesinas, que acote quienes podrían realmente determinarse de esta manera. | Asegurar que los beneficios destinados a las CEEP no sean aprovechados indebidamente por una definición amplia que abra la puerta a cualquier persona que, para aprovechar el beneficio. Esto requiere establecer criterios claros y efectivos para verificar la autenticidad de quienes reclaman pertenecer a estas comunidades. | Se aclara que dichas definiciones no hacen parte del proyecto regulatorio y hacen parte de lo establecido en el Decreto 2236 de 2023. |
| 23 | E2024009810 | Aplicación del Cobro del COT: En el parágrafo, se establece que: "En el caso de que un usuario de una CE provenga de un mercado de comercialización donde se cobre el costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria (COT), dicho usuario deberá seguir pagando este costo hasta su finalización". Consideramos necesario que se precise cómo el comercializador llevará a cabo el cobro del COT definido en la Resolución CREG 101 028 de 2023. Esto debido a que en el caso de los AC la facturación se realiza sobre el consumo neto. Podría entenderse que como | Sugerimos mayor claridad para los 2 puntos expuestos. | Inicialmente se aclara que en la metodología de remuneración de excedentes de la resolución CREG 174 de 2021, al aplicar el crédito de energía se incluye el componente de comercialización de la resolución CREG 119 de 2007, el cual incluye el Costo de Opción Tarifaria, para aquellos usuarios que aplique.<br><br>Adicionalmente, respeto a la agregación de fronteras, teniendo en cuenta este y otros comentarios de los agentes no se consideran en la resolución definitiva. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | sobre el crédito de energía se cobra la componente de Comercialización, allí se estaría dando cumplimiento, no obstante, hoy el cobro de la componente Cx es un pago al comercializador por la gestión y administración del riesgo de realizar la facturación neta. Debe ser aclarado. Para los usuarios de CE constituidas con base en las estructuras de Gobierno Propio (CEEP) debe aclararse como proceder, ya que estas al tener posibilidad de agrupación de fronteras no habría una forma de aplicar el cobro al interior, más allá de la liquidación de los excedentes en la frontera agrupadora. | | |
| 24 | E2024009810 | Respecto a las actividades tales como suspensión y reconexión a miembros de las CEEP, se entiende que al considerarse la frontera agrupadora como el usuario conectado al SDL, ante un incumplimiento en el pago que derive en un proceso de suspensión o corte, este le aplica a toda la frontera agrupadora, por cuanto el comercializador que lo atiende no realiza gestión individual con los miembros y es responsabilidad del representante de la CEEP. Se entiende, por tanto, que consecuencias por el incumplimiento por el no pago de la energía consumida al interior de la CEEP, al ser exentas de los deberes establecidos la Resolución CREG 108 de 1997, son asumidas por el representante de la comunidad y el Comercializador que atiende la frontera no tiene responsabilidad alguna sobre ello. Esto debe ser aclarado con mayor detalle en este artículo. | | Se aclara en el proyecto de resolución (Ver respuesta al comentario 11) |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 25 | E2024009810 | Si bien se entiende que el “cumplimiento a lo establecido en la resolución CREG 156 de 2011, a excepción de las CEEP que realicen transacciones de energía eléctrica a usuarios al interior de su frontera agregadora” no exime que a las CEEP le apliquen todas las disposiciones definidas en la regulación, tanto a nivel de comercialización como a nivel de código de medida sobre la frontera agregadora. | Proponemos que quede establecido que las CEEP deben aplicar todas las disposiciones definidas en la regulación, tanto a nivel de comercialización como a nivel de código de medida sobre la frontera agregadora. | En atención a los comentarios realizados por los agentes y los análisis realizados por la comisión se elimina dicha excepción para la agregación de fronteras comerciales. (Ver respuesta al comentario 11) |
| 26 | E2024009810 | La posibilidad de realizar agregación de usuarios en una frontera comercial tiene una serie de implicaciones que deben ser consideradas:<br>i. Se otorga la función de operación de la red agregada, con las responsabilidades en cuanto a seguridad en las maniobras de la red, ajuste de protecciones, conexión, etc. al Representante de la Comunidad Energética, que no necesariamente tendrá las competencias y responsabilidad legal sobre accidentes eléctricos, coordinación de operación con el OR, etc. En todo caso, de insistir en esta medida, debe ser clara la responsabilidad del Representante de la Comunidad frente al sistema.<br>ii. Se excluye al Operador de Red de la función de la aprobación de conexión de nuevas cargas y generación al interior de la frontera agregadora, pues ya no tendrá visibilidad de toda la red. En ese mismo sentido, los usuarios al interior de la red agregadora pierden la posibilidad de selección de su prestador y de acudir a una empresa vigilada por la SSPD y de poder recurrir a los procedimientos administrativos para exigir sus derechos.<br>iii. Debe darse claridad que ante la intención de agregar usuarios que actualmente se encuentran conectados a la red de uso | Dar claridad que ante la intención de agregar usuarios que actualmente se encuentran conectados a la red de uso general, donde la red, transformadores y equipos fueron desarrollados por el Operador de Red debe respetarse su propiedad y previo a la conformación de la frontera agregadora debe haberse definido la compra de los activos o la remuneración asociada. | Ver respuesta al comentario 25. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | general, donde la red, transformadores y equipos fueron desarrollados por el Operador de Red, debe respetarse su propiedad y, previo a la conformación de la frontera agregadora, debe haberse definido la compra de los activos o la remuneración asociada. | | |
| 27 | E2024009810 | El literal c) plantea que la solicitud de conexión para un AC o GDC cuya capacidad instalada sea superior al límite definido en la Resolución UPME 281 de 2015, es decir superior a 1MW, y cuya potencia máxima declarada sea inferior a 5 MW, se aplicarán los procedimientos de la resolución CREG 174 de 2021. Esto estaría ampliando el alcance de dicha resolución que actualmente limita a 1 MW la competencia del OR para aprobaciones de generación. Esta diferencia, además le estaría dando ventajas a un tipo de agente (comunidad Energética) respecto de otro promotor que tenga una generación entre 1 y 5 MW que debe hacer el trámite ante la UPME. | Consideramos que se deben mantener las condiciones actuales de la Resolución 174 donde las solicitudes de GDC mayor a 1 MW sea tramitada con el procedimiento definido en la Resolución CREG 075 de 2021. | Se aclara que la resolución CREG 174 de 2021 aplica para autogeneradores a gran escala cuya capacidad instalada es mayor a 1MW y cuya potencia máxima declarada es menor a 5 MW. |
| 28 | E2024009810 | • El numeral 6 establece que En cada punto de conexión el AC podrá solicitar al comercializador el cambio de medidor a uno bidireccional horario o a uno de medición avanzada. Al respecto, debe plantearse de manera clara, como está definido en la Ley 142 de 1994, que el costo debe ser asumido por el usuario o AC que solicita el cambio.<br>• Igualmente, y en caso de persistir en un esquema de frontera agregadora para las CEEP, debe aclararse que la responsabilidad de cambio de medidores al interior de la frontera debe ser atendido por el Representante de la CEEP. | • Debe plantearse de manera clara, como está definido en la Ley 142 de 1994, que el costo debe ser asumido por el usuario o AC que solicita el cambio.<br><br>• Debe aclararse que la responsabilidad de cambio de medidores al interior de la frontera debe ser atendido por el Representante de la CEEP. | Respecto a la propiedad del medidor se aclara que la aplicación del proyecto regulatorio conserva los lineamientos dados por la Ley y otras normas de carácter superior. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 29 | E2024009810 | | Consideramos necesario que se definan claramente las responsabilidades que debe tener el representante de la CE o CEEP frente al Operador de Red, de manera que ante un escenario de masificación de sistemas de este tipo no se pierda el control en la red. Entre las responsabilidades que debería tener la CE o la CEEP están:<br>- El reporte semanal al comercializador del pronóstico de su demanda, para que este proceda a notificar al Operador de Red (OR), y así facilitar la gestión de los circuitos en los cuales se encuentre ubicada la comunidad. Esta práctica facilita una gestión eficiente de los circuitos donde está ubicada la CE, permitiendo ajustes anticipados en la operación de la red. La precisión en los pronósticos de demanda es esencial para optimizar la distribución y asegurar un suministro eléctrico estable y confiable, beneficiando tanto a los usuarios de la CE como al sistema eléctrico en general.<br>- La coordinación con el OR para la realización de mantenimientos en la red.<br>- Solicitud de ampliación de carga al OR en el caso de las CEEP, donde el Representante de la Comunidad, previo a instalar mayor carga en el circuito, deba previamente solicitarla al OR y este pueda dimensionar los requerimientos de expansión de la red de uso general. | Se aclara que el proyecto regulatorio no modifica las responsabilidades del operador de red, respecto a la administración operación y mantenimiento de la red.<br><br>Por otro lado, se elimina del proyecto regulatorio los criterios diferenciales para las CEEP. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 30 | E2024009810 | Como está planteado en la propuesta, en una comunidad conformada por múltiples usuarios donde solo unos de ellos son los AGRC que entregan excedentes, estarían obligados a pagar respaldo solo estos últimos y no todos los miembros de la comunidad que accederán a los créditos de energía. Es decir, que el pago por respaldo para compensar el efecto que tendrá el neteo sería de una mínima parte de la demanda que dejará de pagar los costos de la red.<br>Adicionalmente, la aplicación del Capítulo 10 de la Resolución CREG 015 de 2018 implica una negociación con cada cliente, donde incluso él puede decidir contratar un valor de cero kW de potencia, lo cual haría inocuo este aspecto, pues sería casi imposible que el OR controle o limite el uso de la red en este tipo de clientes cuando han decidido no pagar respaldo | La solución de mediano y largo plazo para compensar el efecto en la componente de Distribución es la migración a un esquema de tarifas binomias (energía y potencia), sin embargo, en el corto plazo el camino es el cobro de respaldo, donde consideramos necesario implementar un esquema simplificado de respaldo, como una tarifa en $/kWh sobre el crédito aplicado y que sea de aplicación general a todos los miembros de la comunidad, independientemente de la capacidad.<br><br>Es importante tener en cuenta que una tarifa unificada por kWh consumido permite una mayor transparencia y comprensión para los miembros de la CE. Al estandarizar el costo, se elimina la complejidad de calcular el valor de respaldo de red basado en múltiples puntos de conexión y distintas capacidades instaladas. Además, al aplicar este tipo de tarifa, se asegura que todos los miembros de la comunidad contribuyan proporcionalmente al costo del respaldo de red según su consumo real. De igual manera, otro punto relevante, es que esto permite simplificar los procedimientos, pues una tarifa por kWh consumido facilita la implementación y gestión tanto para las CE como para los OR. | Se informa que el comentario será tenido en cuenta en los análisis realizados por la comisión para establecer las bases de la remuneración de la actividad de distribución.<br><br>Adicionalmente, respecto al cargo por respaldo ver respuesta al comentario 4. |
| 31 | E2024009810 | Se plantea que la calidad del servicio para una comunidad energética se medirá en el punto de conexión con el SDL, sin embargo, | Para el caso de compensaciones, dado que en el caso de las CE de capacidad menor a 100 kW no | Se ajusta la propuesta sobre el tema de calidad del servicio, considerando que cada uno de los |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | este concepto aplicaría solamente para el caso de las CEEP que tengan un único punto de conexión en el cual se instala una frontera agregadora, donde para las demás CE interconectadas cada miembro de la comunidad está conectado al sistema del Operador de red y por lo tanto la medición debe seguir siendo a nivel individual. | pagarán los costos de la red, debe indicarse cómo se realizarían las compensaciones. Sugerimos que se indique de manera explícita si la liquidación se llevará a cabo de la misma manera que con los Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE), es decir, con base en el consumo facturado. | usuarios finales de las comunidades energéticas tendrá su propia frontera.<br><br>Las compensaciones de calidad del servicio del SDL establecidas en la Resolución CREG 015 de 2018 se aplican a usuarios finales. En el mismo sentido, se aclara que las compensaciones a los usuarios finales de las comunidades energéticas se aplicarán de la misma manera como se aplican al resto de los usuarios el sistema. |
| 32 | E2024009810 | De acuerdo con este apartado, se realizará el cobro por el transporte de energía reactiva cuando superen los límites establecidos en cada caso, de acuerdo con lo establecido en el capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018. Consideramos necesario que la propuesta aclare cómo se aplicará este cobro.<br>- ¿Se aplicará a cada usuario, dividiendo la potencia del sistema de generación de la CE entre el número de usuarios? ¿Se aplicará tomando el valor a pagar y distribuyéndolo a la prorrata de la variable PDEC establecida en el ACE?<br>- ¿Se aplicará a la frontera correspondiente al sistema de ARGC o GDC? Es esencial definir este aspecto para asegurar una aplicación adecuada del cobro del Costo del Transporte de Energía Reactiva (CTER) y garantizar la transparencia en la gestión de las CE.<br>• Reportes SUI. Es relevante que se definan cuáles serán los reportes y requerimientos de información al Sistema Único de Información (SUI) que aplicarán a los usuarios miembros de las CE y CEEP. | Dar claridad sobre los puntos mencionados. | Al respeto nos permitimos aclarar que las condiciones para el pago de la energía reactiva aplican de acuerdo con los consumos de cada frontera comercial y se liquidan de forma independiente a cada usuario. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 33 | E2024009810 | • Se requiere claridad de como de determina la capacidad instalada por usuario: Se plantea que para un AC con capacidad instalada o nominal por usuario menor o igual a 100 kW, se aplica el esquema definido para los AGPE de este rango, es decir el máximo incentivo (solo paga la componente de comercialización sobre el crédito). De las definiciones de la Resolución no es claro:<br>- Si la capacidad de una AC es la suma de la capacidad instalada de los clientes autogeneradores (clientes que en el mismo punto de conexión tienen generación y consumo) que entran a hacer parte de una CE, y dicha capacidad dividida entre el total de miembros de la CE es la referencia para determinar si de manera individual supera los rangos planteados en los numerales 1, 2 y 3 de este artículo.<br>- Si en este cálculo para determinar la liquidación que le aplica se suma solo la capacidad de los autogeneradores (clientes con medición bidireccional miembros de la comunidad) o también la generación distribuida colectiva que hace parte de la comunidad energética. | Dar claridad sobre los puntos mencionados. | Se aclara que el límite para el esquema de liquidación de los excedentes del AC está determinado por la capacidad instalada por usuario o para fines comerciales del AC. Una vez determinado el esquema de liquidación, a cada uno de los usuarios, el comercializador realiza la liquidación a cada uno de los usuarios miembros de AC, independientemente si tienen o no sistemas de generación.<br><br>La capacidad instalada por usuario o para fines comerciales es calculada como la suma de todas las capacidades instaladas de todos los equipos de generación de la comunidad energética y se divide entre la cantidad total de usuarios que sean parte del AC (incluyendo aquellos que son solo cargas). Se obtiene un valor único por AC. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 34 | E2024009810 | Considerar la capacidad instalada por usuario abre un espacio muy amplio para el subsidio que implica el crédito de energía de usuarios con capacidad menor a 100 kW El incentivo que se otorga a las comunidades energéticas, y que ya tenían los AGPE, en cuanto a la exención del pago por el uso de las redes de transmisión y distribución necesariamente tendrá un efecto en el valor unitario de estas componentes en las tarifas de quienes no acceden a ser Autogenerador, AGPE o comunidades energéticas. El efecto se dará en dos vías, la primera en una reducción de la demanda que paga los costos de T&D y que incrementará estas dos componentes en la misma proporción que se reduce la demanda que hace los créditos de energía y la segunda sobre la componente de generación de la tarifa regulada al comprar los excedentes a precio de CU-Comercialización, es decir, a precios de hoy, del orden de 800 $/kWh versus el Mc que está del orden de 290 $/kWh. La definición de límites máximos de potencia y dispersión de Autogenerador Colectivo y Generador Distribuido Colectivo que definió la Resolución UPME 501 de 2024, permiten que una AGRC o una DGC sea de hasta 5MW que, para este caso habilita comunidades de hasta 5.000 miembros residenciales2, donde todos tendrían una capacidad menor a 100 kW, es decir se abre la puerta para que proyectos a escala de hasta 5 MW tengan el tratamiento de sistemas pequeños cuando se integran con grandes bloques de usuarios que quedarían exentos del pago de todos los cargos de la tarifa. Es evidente que el incentivo es tal que seguramente movilizará grandes cantidades | De acuerdo al comentario sobre este artículo, sugerimos considerar las implicaciones de una alta penetración de CE en el sistema. | Los impactos del proyecto regulatorio se analizan en el numeral respectivo de este documento Adicionalmente, respecto a la CEEP se aclara que no se consideran criterios diferenciales para la comercialización de energía (Ver respuesta al comentario 11).<br><br>En atención al comentario se ajusta la metodología de remuneración para el AC, considerando la capacidad instalada total por usuario del Autogenerador Colectivo y un porcentaje máximo de distribución de excedentes por usuario. Esto con el objetivo que los beneficios de la aplicación del crédito de energía estén dirigidos a proyectos de autogeneración de residenciales o pequeñas instalaciones. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | de clientes de todo tipo bajo esta figura. Si bien la resolución CREG 174 de 2021 y este proyecto plantean que cuando se alcance un nivel de excedentes del 4% de la demanda de un mercado de comercialización, debe tenerse en cuenta que el desmonte de un subsidio como estos resulta políticamente difícil y lo ideal sería tener por lo pronto una señal clara vía cargo de respaldo. Adicionalmente limitar el incentivo que se plantea a las CEEP que sería el esquema que tendría mayor impacto.<br>Este fenómeno significa que, aunque los miembros de las CE se beneficien económicamente, los usuarios fuera de estas comunidades enfrentarán un aumento en los cargos de transporte de energía (incluyendo los usuarios de los estratos 1 y 2). Es crucial considerar las implicaciones de una alta penetración de CE en el sistema. De llegarse a dar este escenario, los usuarios que no formen parte de estas comunidades podrían tener un impacto negativo significativo. | | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 35 | E2024009810 | o En una comunidad Energética que incorpore tanto AC como GDC, como la de la gráfica ¿la energía que se utiliza para la liquidación de los créditos de energía (Exc1 y Exc2) son únicamente los asociados a la Autogeneración Colectiva (AC) y la generación de las GDC que hacen parte de la liquidación se liquida de acuerdo con el Artículo 21 de esta resolución?<br><br>o Es decir, que ¿para que una energía inyectada a la red tenga el tratamiento de crédito de energía (Exc1 y Exc2) requiere que esta provenga de excedentes de un cliente que tiene tanto frontera de consumo como de excedentes en el mismo punto de conexión?<br><br>o Si una CE tiene tanto AC como GDC, ¿la energía inyectada por la GDC no se contabiliza en el cálculo de los ExcAC i,j,n,mu definido en el Artículo 18? | • Se requiere aclarar el papel de la AC y la GDC combinada en una misma Comunidad Energética, para efectos de la liquidación, pues en diferentes partes de la resolución se menciona que una CE podrá ser integrada por Autogeneradores colectivos (AC) y por Generadores Distribuidos Colectivos (GDC), sin embargo, para efectos de la liquidación, el artículo 18 plantea que los excedentes de los AC son los únicos que distribuyen entre los excedentes tipo 1 y tipo 2 para efectos de la liquidación de los créditos de energía. En ese sentido consideramos necesario aclarar en la resolución lo siguiente, basado en la gráfica:<br><br>Como lo planteamos en el punto anterior, de considerarse tanto la AC como la GDC para la liquidación, implicaría un gran volumen de energía que se clasificarán como tipo 1, con el máximo incentivo, cuando las GDC serían inversiones en sistemas de generación directa a la red. | Inicialmente nos permitimos aclarar que las actividades de AGRC y GDC son actividades diferentes (excluyentes) y deberán estar formalizadas como tal. En el caso de la GDC la vocación es únicamente vender energía al sistema, por este motivo las fronteras comerciales que hagan parte de un GDC únicamente podrán inyectar energía.<br><br>Respecto a los AC, podrán considerar fronteras de consumo, inyección o inyección y consumo. (Ver respuesta al comentario 21).<br><br>Respecto a la liquidación de los excedentes de una CE se aclara que las reglas son las dispuestas en el artículo de articulo 17 Reconocimiento de excedentes de un AC o en el Artículo 21. Comercialización de la energía de un GDC, según el caso. |
| 36 | E2024009810 | | Para asegurar una transición equilibrada y justa hacia un modelo con mayor penetración de CE, proponemos lo siguiente:<br>• Monitoreo continuo de excedentes: si bien el proyecto de resolución plantea que el ASIC deberá suministrar a la CREG semestralmente el reporte de la energía inyectada a la red por los AC y los GDC, durante el semestre | Inicialmente mediante el monitoreo de la integración de las CE, adicional a las disposiciones del MME y al monitoreo realizado por el ASIC se incluirá en la resolución definitiva el reporte periódico de la información e integración de CE por parte del comercializador, así como el seguimiento al límite establecido para la revisión del esquema de remuneración. Para esto el ASIC solicitará la información que corresponda a los agentes. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | anterior, consideramos necesaria una reevaluación constante de esta periodicidad en función de la penetración de las CE. Implementar un sistema de monitoreo continuo para medir los excedentes de energía entregados por las CE, asegura que cualquier incremento significativo sea detectado y analizado de manera oportuna.<br>• Revisión y ajuste de remuneración: establecer un marco claro para la revisión y ajuste de las condiciones de remuneración en caso de que los excedentes superen el umbral del 4%, garantizando que estas modificaciones reflejen las nuevas dinámicas del mercado y aseguren la viabilidad económica del sistema eléctrico.<br>• Incentivos para la sostenibilidad: diseñar incentivos específicos para fomentar la participación en CE sin comprometer la estabilidad financiera del sistema eléctrico, asegurando que los beneficios de las CE sean equitativamente distribuidos entre todos los actores del mercado.<br>• Transparencia y participación: asegurar que cualquier cambio en las condiciones de remuneración se realice de manera transparente, con la participación de todos los interesados, para garantizar que las decisiones tomadas reflejen las necesidades y realidades del mercado. | Respecto a la transparencia y participación del proyecto regulatorio nos permitimos aclarar que el proceso de construcción de armonización de las CE ha cumplido con la normatividad para este fin, contando con múltiples espacios para la socialización con los interesados. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 37 | E2024009810 | Cuando una Comunidad Energética decide invertir en una capacidad instalada que supera su consumo mensual, como está definido en la Resolución CREG 174 de 2021, no debería darse incentivos adicionales sobre los excedentes que superan su propio consumo, sino que debería valorarse a precio de mercado, especialmente, porque el valor a pagar irá directamente sobre la tarifa regulada. Considerando que en el mediano plazo el incremento de la capacidad solar instalada conllevará a que el precio spot de las horas de sol se reduzca significativamente, consideramos que trasladar el menor precio a la demanda regulada por la sobre instalación voluntaria de las CE sería un mecanismo muy conveniente para la demanda regulada que por otro lado asumirá el costo de los créditos de energía. | Consideramos que para efectos de simplificar la liquidación es muy conveniente tomar un precio único mensual para liquidar los excedentes 2, consideramos que se debería mantener la remuneración asociada al precio promedio de bolsa en las horas de sol (de 6:00 a 17:00). | Se informa que los excedentes de autogeneración tipo 2 se liquidaran a precio de MC. Este ajuste estará aclarado en la versión final del documento. |
| 38 | E2024009811 | **Estandarización para cargo por respaldo.** En relación al artículo 12 que establece que "el valor por respaldo de red será el resultante de la aplicación del Capítulo 10 de la Resolución CREG 015 de 2018 por cada punto de conexión, donde son exceptuadas del pago aquellas conexiones con capacidad instalada inferior a 100 kW", no obstante solicitamos se establezca una estandarización de contratos para todos los OR, tanto para los actuales, como para los nuevos proyectos de autogeneración y generación colectiva para los proyectos individuales, y que los valores establecidos por los OR se sustenten en análisis de costo eficiencia, actualmente cada OR maneja diferentes costos por kW instalado, lo cual desincentiva e incluso impone barreras económicamente para la entrada de proyectos. | | Se aclara que la estandarización de los contratos de respaldo no hace parte del proyecto regulatorio y está siendo estudiado en las bases de la metodología de distribución de acuerdo con la agenda regulatoria de la Comisión. Se espera contar con las reglas para todos los autogeneratores, individuales y colectivos, en cuanto al contrato de respaldo.<br><br>Adicionalmente se incluirá el análisis de contratos de respaldo conforme a lo indicado en el Decreto 1403 de 2024 en regulación independiente. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 39 | E2024009811 | **Capacidades de los proyectos**. Capacidades definidas en los literales c) y d) del artículo 7. No es claro en el texto del proyecto de resolución sí se estaría habilitando la conexión de:<br>a.<br>Conexión de Generadores Distribuidos Colectivos que se conectan al SDL, ya sea a través de un mismo punto de conexión o a través de múltiples puntos de conexión, con una Capacidad mayor o igual a 1 MW e inferior a 5 MW mediante el procedimiento regulado en la resolución CREG No.174 de 2021. De ser así, lo anterior representa una asimetría regulatoria frente a los Generadores Distribuidos por fuera de Comunicades Energéticas (Lo anterior, considerando que la capacidad máxima de un Generador Distribuido debe ser inferior a 1 MW).<br>b.<br>Adicionalmente, no es claro sí el límite máximo se evalúa por el agregado de recursos de generación o por punto de conexión.<br>c.<br>La situación anteriormente expuesta, también se presenta para los limites de capacidad de los recursos de autogeneración.<br>d.<br>Sugerimos excluir el literal d) del artículo 7, dado que según la redacción del proyecto de resolución permitiría capacidades superiores a las definidas por UPME, en la resolución 501 de 20241. | | Se aclara que los límites para establecer el proceso de conexión tanto para los AC como para los GDC aplican de acuerdo con la capacidad instalada de cada punto de conexión. Es decir, cada punto de conexión de la comunidad energética, AC o GDC, debe realizar el proceso de conexión de acuerdo con la capacidad instalada del punto de conexión. En ese sentido, no existen las asimetrías mencionadas, toda vez que los generadores distribuidos aplican las mismas reglas que los AGC por punto de conexión. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 40 | E2024009811 | **Modificación artículo 26 de la resolución CREG No. 174 de 2021**. Frente a la mencionada propuesta de modificación, agradecemos por favor se evalué la inclusión de una medida regulatoria que facilite la modificación de los contratos firmados entre los comercializadores y los AGPE y/o Generadores Distribuidos que cuentan con contratos de venta de excedentes y/o energía cuyo precio esta referenciado al Precio de Bolsa acorde con la Resolución CREG No 174 de 2021 (Disposición actual). | | Al respecto nos permitimos aclarar que las condiciones de dichos contratos son acuerdos bilaterales entre las partes. Por este motivo no es posible acceder a la solicitud. Bajo el entendido que su comentario es sobre el literal a del artículo 23 de la resolución 174 de 2021.<br><br>En cuanto al cambio de precio al MC para las otras formas de venta, artículos 23 y 25 Res. CREG 174 de 2021, dado que es un precio regulado, los comercializadores deberán ajustarlo en la liquidación porque esto será trasladado a la demanda. Para esto, el agente comercializador que compra la energía deberá enviar a las partes los contratos que correspondan actualizados, pues es una orden de cambio de precio que es regulado. |
| 41 | E2024009819 | La propuesta regulatoria modifica el ámbito de aplicación definido en el Decreto 2236 de 2023 del Ministerio de Minas y Energía y en la Ley 2294 de 2023, al involucrar temas asociados con la actividad de distribución puesto que se altera un concepto fundamental en ella: Las redes de uso general (activos), a pesar de que la configuración legal dejó por fuera la posibilidad de que la CE realice la actividad de distribución (artículo 235 de la Ley 2294 de 2023).<br>La propuesta de la CREG limita las responsabilidades del OR dentro de la CE y genera pérdida de control sobre las redes de uso al interior de estas, comprometiendo la planeación, operación, eficiencia, conexión de usuarios, expansión, modernización, seguridad del sistema y la gestión de los recursos eléctricos, con afectaciones en la calidad y en las condiciones de prestación del servicio tanto para los usuarios de las comunidades como para el resto. | | La presente resolución no modifica la definición de Operador de Red (OR) según la regulación vigente, así como tampoco modifica sus funciones ni obligaciones. Por el contrario, se aclara que el objetivo de la presente resolución es armonizar la regulación vigente con el fin de permitir la integración de comunidades energéticas al Sistema Energético Nacional y, por tanto, se consideró necesario, realizar ajustes o modificaciones a dicha normatividad.<br><br>No obstante, lo anterior, se ajusta la redacción en los párrafos que se presten para ese entendido. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | El asunto principal es que estas modificaciones tendrán un impacto negativo tanto en el presente como en el futuro en los sistemas de distribución de energía eléctrica. En la práctica, estas redes seguirán siendo de distribución y de uso general, generando la dilución de responsabilidades y desintegrando dichos sistemas. A mediano plazo, esto conllevaría a que las CE enfrenten dificultades para cumplir con todas sus responsabilidades y su sostenibilidad debido a factores de eficiencia, economías de escala y asuntos técnicos. | | |
| 42 | E2024009819 | La propuesta regulatoria no ofrece claridad respecto del tipo de forma jurídica que deben adoptar las CE, pues esta figura no se encuentra enmarcada en ninguno de los numerales del artículo 15 de la Ley 142 de 1994, salvo que se constituyan como Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios, para prestar las actividades complementarias de generación y comercialización, que son las autorizadas para las CE. La organización autorizada en el numeral 15.4 de esta Ley no está permitida para estas últimas actividades, por lo que no podrían desarrollarse en forma de organización, artículo que fue declarado exequible por la Corte Constitucional mediante Sentencia C 741-03.<br><br>Mayor confusión crea el proyecto de la CREG con la figura del Representante de la comunidad energética, como persona natural o jurídica, conforme a los términos establecidos en el acuerdo o convenio asociativo, llegando incluso a otorgarle facultades de prestador del servicio (entre otros, resolver PQR's, pagar los montos | | En relación con este punto, aclaramos que la forma asociativa mediante la cual se pueden constituir las comunidades energéticas puede ser cualquiera de la establecidas en la legislación colombiana y por lo tanto la regulación no puede limitarlas. Claro está, en el caso de que se adopte la forma de una empresa de servicios públicos domiciliarios deben hacerlo conforme a lo que establece la Ley 142 de 1994 en ese sentido. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | correspondientes a los agentes de la cadena, facturar, recaudar, liquidar subsidios y contribuciones). En definitiva, existe una indeterminación en la forma jurídica del prestador del servicio para desarrollar las actividades autorizadas a la CE en la Ley 2294 de 2022, lo que pone en riesgo la estructuración de la solución. | | |
| 43 | E2024009819 | La propuesta no garantiza la protección del usuario. En línea con lo anterior, siempre que la CE desarrolle actividades propias de la prestación de servicio de las actividades autorizadas (como ocurre en el caso de la generación distribuida o la comercialización) se tendría que aplicar el régimen de servicios públicos de la Ley 142 de 1994 y, en particular, lo relativo a la protección del usuario (CCU, PQR, tarifas, subsidios, etc.) sin excepción.<br><br>Observamos una falta de claridad en las responsabilidades de la CE ante los usuarios y ante el prestador del servicio que sigue siendo una ESP, y quien seguirá teniendo la relación técnica y comercial con los miembros de la comunidad; nuestra lectura es que a partir de la frontera agregadora hacia los usuarios la responsabilidad queda en cabeza del Representante de la CE sustituyendo al operador de red y configurando un comercializador de hecho, sin los requisitos legales para el efecto. En definitiva, observamos que se produce una pérdida de bienestar al empeorar el servicio para unos sin mejorar las condiciones para la CE.<br><br>La propuesta regulatoria crea, además, una subcategoría de CE, cuya sigla es CEEP que no aparece definida en este acto | | Con respecto a que el proyecto de resolución no garantiza la protección del usuario, en el artículo 4 "Deberes y derechos de los integrantes de la comunidad energética" se especifica que los usuarios de todas las comunidades energéticas tendrán los mismos deberes y derechos establecidos en la Resolución CREG 108 de 1997 y todas aquellas disposiciones relacionadas con la protección de los usuarios.<br><br>En relación con el comentario relacionado con la creación de una subcategoría de CE, cuya sigla es CEEP que no aparece definida en este acto administrativo y no fue considerada ni el Decreto MME 2236 de 2023 ni en el artículo 235 de la Ley 2294 de 2022, lo que puede generar cuestionamientos jurídicos a las soluciones que se creen con esta figura que, por demás, estarían exceptuadas de la generalidad del régimen de los Servicios Públicos Domiciliarios y dejaría a los usuarios desprotegidos de sus derechos, les manifestamos que lo que se busca es todo lo contrario, es decir que como se hace referencia a comunidades energéticas constituidas con base en estructuras de Gobierno Propio de los Pueblos y Comunidades Indígenas y de las comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras, lo que se busca es dar unos lineamientos que no choquen con las mismas, en términos de los deberes y derechos de los usuarios, la forma en que se realizarían las transacciones de energía al interior de la |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | administrativo y no fue considerada ni el Decreto MME 2236 de 2023 ni en el artículo 235 de la Ley 2294 de 2022, lo que puede generar cuestionamientos jurídicos a las soluciones que se creen con esta figura que, por demás, estarían exceptuadas de la generalidad del régimen de los Servicios Públicos Domiciliarios y dejaría a los usuarios desprotegidos de sus derechos. | | comunidad, pero en ningún momento creando un nuevo tipo de comunidad o una forma distinta pues ello excedería las facultades que le fueron otorgadas a la Comisión.<br><br>En todo caso, finalmente no se consideran criterios diferenciales para la comercialización de energía eléctrica para las CEEP. |
| 44 | E2024009819 | Autogeneración colectiva y generación distribuida colectiva cuando los activos de generación tienen múltiples puntos de conexión: Consideramos que cuando los activos de generación están geográficamente distantes de los usuarios de la CE, la figura aplicable es la de generación distribuida. En este caso, la definición de auto generador se desvirtúa y, por lo tanto, debe aplicarse la reglamentación correspondiente a la generación distribuida. Para que tanto los usuarios de la CE como el generador distribuido se beneficien mutuamente, proponemos permitir que el generador distribuido venda su energía a la CE a través del comercializador, destinada a sus usuarios regulados. | | Respecto a este tema, se aclara que, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) por medio de la resolución UPME 501 del 28 de junio del 2024 definió los límites máximos de potencia y dispersión de Autogeneradores colectivos y generadores distribuidos colectivos de los que trata el Decreto 2236 de 2023. |
| 45 | E2024009819 | Consideramos que la solución de CE se requiere en especial para solucionar problemas de comunidades vulnerables. En este orden, y teniendo en cuenta además que el esquema de prestación del servicio de energía eléctrica que viene definido desde la constitución y la Ley resulta socialmente eficiente, es decir, un sistema de distribución que cumple su función para atender a todos los usuarios incluyendo los vulnerables, es necesario preservarlo. Sin ser menos importante, y dado que existe una estructura y un esquema de mercado, | | Se aclara que los lineamientos de política en la Ley 2294 de 2023 y el Decreto 2236 del MME no establecen diferenciación respecto del tipo o naturaleza de los miembros de una CE. En ese sentido, el proyecto regulatorio da cumplimiento a los lineamientos de política y la Ley 142 de 1994.<br><br>Ver respuesta a comentario 41. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | vemos necesario desarrollar algunos puntos para armonizar la entrada y participación de las CE y se posibilite la opción de obtener beneficios a partir de nuevas soluciones de prestación del servicio.<br><br>Para lograr lo anterior, se hace necesario definir que dichas CE requieren la definición de una sola frontera comercial con el sistema de distribución local para permitir la liquidación de las transacciones comerciales de los excedentes entregados y la energía tomada de la red energía tomada. | | |
| 46 | E2024009819 | Desde el punto de vista de la comercialización, la CE debe elegir un comercializador que la atenderá y éste será el encargado de facturar de acuerdo con la normatividad vigente. | | Se aclara que de acuerdo con lo establecido en el proyecto regulatorio todos los usuarios pertenecientes a un AC o las fronteras comerciales asociadas a un GDC deben ser atendidos por el mismo comercializador o generador, según el caso. |
| 47 | E2024009819 | El límite de capacidad para la autogeneración colectiva y la generación distribuida colectiva es superior a 5 MW, lo cual es contradictorio con la Resolución UPME No. 000501 de 2024, que establece un límite máximo de 5 MW. | Establecer el límite máximo de potencia según la Resolución UPME No. 000501 de 2024 en los artículos 7, 17 y 21 de la propuesta regulatoria. | Se aclara que los límites máximos de capacidad de potencia de las CE están establecidos en la resolución 501 de 2024 UPME. |
| 48 | E2024009819 | No queda claro quién es el responsable del medidor y cómo se remunerará, ni quién debe solicitar el medidor y a quién. Es esencial clarificar estos aspectos para evitar conflictos y garantizar una correcta implementación. | Clarificar en la normativa quién es el responsable del medidor, cómo se remunerará y quién debe solicitarlo, armonizando con el código de medida y las disposiciones actuales. | Ver Respuesta al Comentario 28. |
| 49 | E2024009819 | Limita las responsabilidades del OR dentro de la CE y permite a las CE manejar y operar infraestructuras sin la supervisión adecuada del OR, lo cual podría comprometer la eficiencia y la gestión de los recursos eléctricos, afectando negativamente la calidad del servicio y la coordinación en la gestión de la red eléctrica. | Definir claramente las responsabilidades y supervisión del OR sobre los activos eléctricos al interior de una CE para garantizar la eficiencia y calidad del servicio, evitando la consolidación de una especie de OR dentro de otro OR. | Ver Respuesta al comentario 29. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 50 | E2024009819 | La dispersión geográfica de los usuarios de la CE puede presentar inconvenientes significativos en el uso de redes y la optimización del sistema, afectando la eficiencia y la calidad del servicio. La posibilidad de agregación de fronteras de grandes consumidores contraviene la función de la CREG de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera. | Proponer una armonización en la normativa para que las CE no puedan tener varios puntos de conexión en diferentes sitios de un mismo SDL, limitando la dispersión geográfica y favoreciendo una mejor coordinación y optimización del sistema de distribución. | Ver Respuesta al Comentario 6. |
| 51 | E2024009819 | No se establece claramente cómo se reconocerían las responsabilidades de la CE frente al OR en caso de impactar la calidad del servicio del OR. La norma introduce nuevas actividades que requieren un procedimiento de conexión detallado, lo cual genera inquietudes sobre la disponibilidad del sistema de distribución para atender estas nuevas actividades. | Definir específicamente cómo se aplicará el esquema de incentivos y compensaciones, las metas de calidad para los usuarios de la CE y quién será responsable de ellas. Además, establecer un procedimiento claro para la conexión de nuevas actividades sin comprometer la calidad del servicio del OR. | Se aclara que el presente proyecto regulatorio no modifica las metodologías para el cálculo de los indicadores de calidad toda vez que todos los miembros de la comunidad energética cuentan con una frontera comercial, hasta donde se determinan las metas de calidad y las responsabilidades del OR. |
| 52 | E2024009819 | La propuesta no garantiza adecuadamente la protección del usuario. La falta de claridad en las responsabilidades de la CE ante los usuarios y el prestador del servicio (ESP) puede producir una pérdida de bienestar al empeorar el servicio sin mejorar las condiciones para la CE. | Aplicar el régimen de servicios públicos de la Ley 142 de 1994 a las actividades propias de la prestación de servicio de las CE, asegurando la protección del usuario y clarificando las responsabilidades de la CE y el prestador del servicio. | Ver Respuesta al comentario 1 y 2. |
| 53 | E2024009819 | La propuesta introduce una subcategoría de CE (CEEP) no definida en el acto administrativo, el Decreto MME 2236 de 2023 ni en la Ley 2294 de 2022, lo que puede generar cuestionamientos jurídicos y dejar a los usuarios desprotegidos de sus derechos. | Definir claramente la subcategoría de CE (CEEP) en la normativa y armonizar con la legislación vigente para evitar cuestionamientos jurídicos y proteger los derechos de los usuarios. | Se hará la claridad al respecto. Ver respuesta al comentario 11. |
| 54 | E2024009819 | Consideramos que cuando los activos de generación están geográficamente distantes de los usuarios de la CE, la figura aplicable es la de generación distribuida. La definición de autogenerador se desvirtúa en este caso | Permitir que el generador distribuido venda su energía a la CE a través del comercializador para beneficiar tanto a los usuarios de la CE como al generador distribuido, | Se aclara en la conformación de un AC y un GDC. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | y debe aplicarse la reglamentación correspondiente a la generación distribuida. | manteniendo la claridad en la normativa. | |
| 55 | E2024009819 | Se requiere una sola frontera comercial con el sistema de distribución local para permitir la liquidación de las transacciones comerciales de los excedentes entregados y la energía tomada de la red, preservando el esquema de prestación del servicio. | Definir en la normativa la necesidad de una sola frontera comercial para las CE, facilitando la liquidación de transacciones comerciales y preservando la eficiencia del esquema de prestación del servicio. | Se aclara que debido a varios comentarios y para que todos los usuarios tengan derechos y que el operador continue con sus responsabilidades, Todos los usuarios integrantes del AC y los puntos de conexión del GDC cuentan deben contar con **frontera comercial de forma individual**. Así una CE debe tener en realidad más de una frontera comercial, de lo contrario sería un AGPE o un GD, y en este último caso cuando la CE solo tenga una frontera comercial, aplican las reglas y requerimientos definidos en la regulación para un único usuario autogenerador o generador distribuido según el caso. |
| 56 | E2024009819 | La CE debe elegir un comercializador que la atenderá y este será el encargado de facturar de acuerdo con la normatividad vigente. La facturación para cada usuario debe basarse en la lectura de la frontera comercial de la CE y la medida de cada usuario, determinando lo tomado de la red y los excedentes. | Establecer claramente en la normativa que la CE debe elegir un comercializador que facturará conforme a la normatividad vigente, y que la facturación individual se basará en la lectura de la frontera comercial y la medida de cada usuario. | Se aclara que la interpretación es correcta y se aclarará en la versión definitiva. |
| 57 | E2024009819 | Si un generador distribuido es propiedad de la CE y solo inyecta a la red, debe cumplir con toda la regulación vigente para esta actividad y se debe permitir la venta de su energía al comercializador de la CE para sus usuarios regulados. | Incluir en la normativa que los generadores distribuidos propiedad de la CE deben cumplir con la regulación vigente y que se permita la venta de su energía al comercializador de la CE para sus usuarios regulados, asegurando la coherencia y eficiencia en la prestación del servicio. | En caso de que la frontera comercial solo inyecta energía y pertenezca a un AC, deberá cumplir con las reglas estipuladas para este tipo de actividad.<br><br>Se aclara que la comunidad energética deberá declarar bajo qué actividad desea realizar de acuerdo con las definiciones del proyecto regulatorio. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 58 | E2024009821 | Desde Acolgen manifestamos nuestro total apoyo a los esfuerzos orientados al desarrollo de las Comunidades Energéticas a lo largo del territorio nacional; asimismo, nos ponemos en total disposición para coadyuvar en la construcción de la normatividad y la regulación asociada. Desde el gremio consideramos a esta figura como un complemento esencial para el parque generador existente; de hecho, nuestras empresas han invertido en proyectos piloto de este tipo desde hace más de 10 años, brindando lecciones aprendidas que permiten hoy tazar una línea de política pública y regulación respecto a dicho esquema. Asimismo, consideramos que esta figura es fundamental para lograr el cierre de brechas sociales en el país; en especial, en aquellas zonas con mayor condición de vulnerabilidad. Dicho lo anterior, consideramos que las disposiciones regulatorias que se expidan respecto a CE deben: (i) armonizar el funcionamiento de las CE con el de las redes a las que se conectan; y (ii) deben resolver o sentar las bases para solucionar problemas relacionados con la entrega comunitaria de excedentes a la red, la gobernanza y derechos de las comunidades, la protección de los derechos de los usuarios que hagan parte de las mismas, el manejo financiero de recursos, la autosostenibilidad financiera de los proyectos en temas sensibles como el mantenimiento y reposición de equipos, entre otros; y (iii) debe hacer explícitas reglas de trazabilidad para usuarios existentes, de tal manera que se evite que éstos puedan utilizar los mecanismos que priorizan a las CE para evitar, en contravía | | El comentario no requiere respuesta. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | de las exigencias actuales del mercado, en casos en que no corresponda a las comunidades objetivo. | | |
| 59 | E2024009821 | Finalmente, consideramos que el desarrollo de la política pública y la regulación asociada a esta figura debe tener presente la realidad de las regiones que eventualmente podrían buscar optar por el desarrollo de estas tecnologías, para lo cual la apropiación social de conocimiento será fundamental, permitiendo que los miembros de la comunidad entiendan las responsabilidades que tienen como usuarios del servicio, y los costos asociados, tanto del proyecto y su gestión intrínseca, como los relacionados con la operación específica del Autogenerador Colectivo y del Generador Distribuido Colectivo. | | El comentario no requiere respuesta. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 60 | E2024009821 | Si bien entendemos que la regulación expedida por la Comisión se subyace al Decreto 2236 de 2023 expedido por el Ministerio de Minas y Energía, sugerimos que la normatividad y regulación asociada a este mecanismo se armonicen entre sí y mitiguen cualquier riesgo en cuanto a su sustento legal. Al respecto, observamos que las Comunidades Energéticas podrían estar habilitadas para comercializar energía, por lo cual sugerimos tener presente las reglas que rigen al servicio público domiciliario de energía eléctrica en la actualidad, en donde la prestación del servicio y la representación de una frontera comercial implica, necesariamente, la presencia de un comercializador.<br>En este sentido, observamos que para realizar la actividad de comercialización – lo cual implica prestar el servicio público de energía eléctrica – se hace necesario ser una empresa prestadora de servicios públicos, en línea con el artículo 15 de la Ley 142 de 1994, donde se establecen las formas jurídicas de quienes pueden prestar servicios públicos domiciliarios.<br>Bajo este entendimiento, el Representante de la Frontera de Comunidad Energética podría tener que estar obligado a registrarse ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – Superservicios como una Empresa de Servicios Públicos – ESP.<br>En caso de que nuestra lectura al respecto sea correcta, de allí podría concluirse que para que las Comunidades Energéticas puedan comercializar energía, debería realizarse un ajuste normativo para incluirlas dentro de los actores que pueden prestar servicios públicos domiciliarios; en otras | en esto les veo toda la razón lo que ocurre es que va más allá de la competencia que tenemos pues es un aspecto que en mi concepto es de la estructura de la figura, pues como lo sabemos y nos lo dijeron lo que se quiere es que la CE se maneje por si sola, lo que pasa es que a mi modo de ver no debe desconocer la estructura del sistema eléctrico colombiano. En eso sino hacer ajustes a la ley no podemos ir más allá | Ver respuesta al Comentario 1. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | palabras, podría ser necesario un ajuste a la Ley 142 de 1994, lo cual, necesariamente debería realizarse mediante el Congreso de la República, que sería el órgano competente para ello. Por ello, sugerimos respetuosamente a la Comisión y al Ministerio de Minas y Energía, a quien copiamos a la presente comunicación, hacer una lectura integral de la norma, evitando así que haya un riesgo por falta de sustento legal que permite el normal desarrollo de las Comunidades Energéticas en el país, objetivo que, reiteramos, acompañamos desde la agremiación. | | |
| 61 | E2024009821 | En cuanto al alcance de las actividades de las Comunidades Energéticas, consideramos que la regulación debe ser lo suficientemente precisa para evitar la posibilidad de que un tercero se asocie con las CE (sin ser parte de la comunidad) para vender excedentes bajo una figura comercial que le asegure preferencias frente al resto de agentes del mercado. Consideramos igualmente que la regulación debe ser clara en reconocer a los miembros de la comunidad, quienes consumen la energía producida por la CE y se encuentran al interior de ésta, como usuarios, para efectos de los derechos y deberes que les corresponden. Por la lectura de la norma, se podría entender que la regulación para estos casos iría únicamente hasta la frontera comercial, aún cuando los usuarios finales, quienes deben contar con la protección irrestricta de sus derechos, están debajo de dicha frontera. Las precisiones en este sentido asegurarán una ejecución | | 1. Se aclara que dentro del proyecto definitivo no se considera usuarios de CE dentro de fronteras agrupadoras. Cada frontera es un único usuario.<br><br>2. Se incluye claridad en el pago de los sistemas de medida, en cuanto a que las partes deben acordarlo.<br><br>3. El impacto en el resto del mercado por el no pago de cargos de transmisión y/o distribución, ver respuesta al comentario 34. En todo caso se incluyen reglas para que las CE estén más orientadas o con incentivos hacia a usuarios pequeños, es decir, la regla incentiva el crédito de energía en mayor medida a usuarios regulados.<br><br>Las nuevas reglas hacen que se deban tener comunidades conformadas por 11 usuarios o más y que no puedan destinarse los créditos en mayor proporción a un usuario en particular, esto con el objetivo de que un usuario grande no tome provecho más que un usuario pequeño. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | efectiva y preverán confusiones en el futuro con relación a la protección del usuario final. Adicionalmente, observamos que la falta de claridad en la responsabilidad y remuneración de los sistemas de medida puede causar conflictos y problemas operativos, afectando la correcta implementación y operación de las comunidades energéticas. Deben además preservarse los incentivos de competencia en el mercado, puesto que hoy en día la energía intercambiada por los Autogeneradores a Pequeña Escala – AGPE que son menores a 100 kW, debe pagar el componente de comercialización del costo unitario, mientras que no se deben los demás componentes tarifarios quedan exentos para el autogenerador, beneficio que podría ser utilizado, con el proyecto regulatorio por usuarios a quienes no debería aplicar. Por ejemplo, el proyecto regulatorio señala que las condiciones del remuneración del AGPE se mantendrían para el Autogenerador Colectivo; sin embargo, habría lugar a que, mediante la agregación de autogeneración remota, una Comunidad Energética con una capacidad agregada menor a 5 MW, que al dividirse entre el total de usuarios agregados, dé como resultado que estos usuarios tengan de manera individual una capacidad menor a 100 kW, quedando exentos del pago de los cargos regulados, en deterioro del impacto en la tarifa de los demás usuarios del mercado y sobre el funcionamiento mismo de éste. | | Así, para las CE con capacidad instalada total superior a 100 kW se realiza el ajuste en la resolución definitiva para que apliquen el crédito de energía que si paga cargos T y D. Por lo cual, se ajusta para que las reglas de remuneración se realicen respecto a la capacidad instalada total de la CE. En todo caso, puede darse que usuarios grandes con instalaciones de generación pequeñas puedan aplicar el crédito de energía a Cv, pero solo podrían exonerarse del pago de cargos T y D en la misma proporción que un usuario pequeño. Esto se explica con un ejemplo en el documento soporte<br><br>Con esto, aun cuando se tienen ineficiencias en el mercado, se disminuyen respecto de la consulta, pues usuarios grandes que apliquen crédito deberían pagar los cargos de transmisión y distribución.<br><br>4) Se aclara en la resolución definitiva que todos los usuarios pertenecientes a la CE deben contar con una frontera comercial Individual.<br><br>5) Adicionalmente, se aclara que de acuerdo con lo establecido en el decreto 2236, respecto a la conformación de las CE, personas naturales y/o jurídicas de derecho público o privado sin ninguna otra limitación. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 62 | E2024009821 | Finalmente, y como mencionamos al inicio de esta carta, el sector privado ha podido adelantar iniciativas de Comunidades Energéticas, aun cuando la regulación respecto a dicha figura apenas se encuentra en etapa de desarrollo. Sea esta la oportunidad para sugerir a la CREG que se adelanten los esfuerzos requeridos para la reglamentación de las areneras regulatorias de carácter general, lo cual será un incentivo para que el sector privado pueda testear las nuevas tecnologías y procesos que serán habilitantes para la modernización del mercado eléctrico del país. | | Se aclara que el tema de areneras regulatorias es independiente de la presente propuesta relacionada con comunidades energéticas. |
| 63 | E2024009824 | Falta de claridad sobre la responsabilidad en la expansión del sistema. Necesidad de incluir un capítulo sobre la expansión, estableciendo que el distribuidor u operador de red es el único agente autorizado para aprobar nuevas conexiones. | Incluir capítulo “Expansión” en el cual se definan los roles y responsabilidades en la expansión de la infraestructura energética de la CE, los procedimientos de reporte al OR y a entidades como la UPME para su inclusión en el proceso de planeación de la red. | Se aclara que el proyecto regulatorio no modifica las responsabilidades del OR respecto a la expansión del sistema de distribución. |
| 64 | E2024009824 | Si indica que el agente comercializador que lo representa tendrá un plazo de 15 días hábiles a partir de la solicitud para su suministro, calibración, instalación, configuración y puesta en operación. Lo cual sería contrario a la implementación de la Res. CREG 101 001 de 2022. | Ajustar el texto descrito e indicar que la instalación de los medidores sería una responsabilidad del OR y no del Comercializador. Además, indicar que para poder acceder a esquemas horarios u otros que defina la CE/CEEP se debe tener un medidor que así lo permita y por tanto requerirá el cambio de medidor. | Respecto al medidor ver respuesta al comentario 28. |
| 65 | E2024009824 | Se requiere que para el proceso de aprobación de conexiones y desarrollo de activos eléctricos se garantice el cumplimiento de los reglamentos técnicos. | Agregar texto, después del literal e), que la conexión deberá garantizar el cumplimiento de la reglamentación técnica en lo que respecta a la seguridad de las | Se aclara que el cumplimiento de los reglamentos técnicos no hace parte de las funciones de la Comisión. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | personas y la infraestructura en el ámbito físico y digital. | |
| 66 | E2024009824 | Desarrollo de microrredes sin señales claras de eficiencia técnica o estándares constructivos al interior de la CE. Se desdibuja el concepto de desarrollo de redes de uso considerando que se admitirían la interconexión de usuarios, por ejemplo, hogares, mediante activos eléctricos en donde no es claro la reglamentación que le aplicaría. | Precisar o definir la reglamentación que deberán cumplir los activos eléctricos que son de responsabilidad al interior de la CE. | Se aclara que los activos eléctricos al interior de la frontera comercial son responsabilidad del usuario. |
| 67 | E2024009824 | No se describe la definición del concepto CEEP y el procedimiento para certificarse como tal. | Incluir en la sección de definiciones lo referente al concepto CEEP y definir el procedimiento que debe realizar cada CE para certificarse como tal.<br>Adicional, dado que se indica que la reglamentación está orientada al Sistema Energético Nacional, se sugiere que se incluya en la sección de definiciones. | Ver Respuesta al comentario 12. |
| 68 | E2024009824 | En la actualidad, la reglamentación de las CEs solo consideraría mecanismos de sostenibilidad para CEs priorizadas (Res. MINENERGIA 40137 y res. en consulta). Podría darse el caso que una CE no pueda asegurar en el MP/LP la viabilidad económica y financiera. Esto sería un riesgo sistémico para el sistema y los agentes distribuidores y comercializadores existentes. | Definir las acciones y responsabilidades sobre los actores/agentes del sistema ante la inviabilidad financiera/operativa de una CE, como, por ejemplo, las reglas para el prestador de última Instancia (PUI), o responsable para los aspectos operativos y de desarrollo de la red. | Se aclara que el proyecto regulatorio no modifica las responsabilidades de otros agentes, incluyendo las del comercializador respecto a la responsabilidad en la prestación del servicio. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 69 | E2024009824 | No es clara la aplicabilidad de las reglas de cálculo de respaldo para el caso de comunidades energéticas de varias fronteras.<br>Redacción confusa que mezcla reglas aplicables a comunidades con una sola frontera y no especifica aplicación para CE de múltiples fronteras. | Definir las reglas de comportamiento y tipo de esquemas de transacciones de energía eléctrica que puedan darse al interior de una CE, única frontera, frontera agregadora o para múltiples fronteras en una comunidad energética, incluidos los CEEP (por ejemplo, para el desarrollo de esquema P2P u otros). | Se aclara que las reglas al interior de la comunidad energética no hacen parte del proyecto regulatorio. |
| 70 | E2024009824 | No se define el procedimiento para establecer los créditos de energía y el reconocimiento de excedentes a cada uno de los miembros de la CE que serían beneficiarios de la venta de excedentes de energía.<br>Falta de especificación detallada para el modelo de cálculo de créditos y excedentes, lo cual puede implicar que surjan controversias en la asignación de créditos y excedente.<br>La resolución debe hacer explícitas las fórmulas de cálculo en lugar de hacer referencia a la Res. CREG 174.<br>La resolución debe definir que la liquidación de créditos de energía deber darse dentro del mismo SDL. | Incluir el procedimiento de liquidación de créditos de energía y remuneración de excedentes a los miembros de la CE. | Nos permitimos informar que la liquidación de los créditos de energía de los AC contempla las mismas de la resolución CREG 174 de 2021, con el fin de no crear criterios diferenciales a una u otra figura. Por este motivo no se considera necesario disponer de reglas en una resolución aparte. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 71 | E2024009827 | En general, consideramos esencial complementar la regulación propuesta con la revisión y expedición del nuevo código de planeación, que incluye los criterios, procedimientos y requisitos de información necesarios para planificar y diseñar nuevas obras en el sistema eléctrico nacional, lo cual se alinearía con la agenda regulatoria de la CREG para 2024.<br>Por otra parte, si la implementación de la Respuesta de la Demanda, la autogeneración, la generación distribuida y la eficiencia energética se desvía significativamente de lo planificado, podría resultar en una transferencia excesiva de costos de confiabilidad e infraestructura de red a otros consumidores o comprometer la confiabilidad del sistema, lo que aumentaría significativamente los costos de suministro.<br>Adicionalmente, dado que la energía solar se perfila como la tecnología predominante, es fundamental contar con una planeación más precisa que anticipe las nuevas obras en el sistema eléctrico nacional. Esto es especialmente importante debido a los largos plazos necesarios para los trámites ambientales, sociales y prediales en la construcción de proyectos de transmisión, y a las diferencias en los tiempos de desarrollo de proyectos de generación renovable no convencional, como la energía solar y eólica. | | Se aclara que el proyecto regulatorio no modifica las responsabilidades de otros agentes respecto a la planeación de la expansión del sistema. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 72 | E2024009827 | El artículo 17 establece que para un autogenerador colectivo cuya capacidad instalada o nominal por usuario sea ≤ 100kW, se aplicará el numeral 1 del artículo 25 de la Resolución CREG 174 de 2021. Esto significa que solo pagaría el costo de comercialización por la energía intercambiada con el sistema mediante el crédito de energía. Lo anterior, podría generar dos tipos de subsidios cruzados:<br>i.)<br>Subsidio cruzado asociado al costo de la red de transporte que utiliza para consumir de la planta de autogeneración ubicada en otro sitio distinto al punto de consumo: Como se evidencia en la ilustración 1, es importante que la regulación para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Energético Nacional tenga en cuenta que, a diferencia de la autogeneración individual, en la autogeneración colectiva (AC) el autoconsumo si puede llegar a utilizar la red de transporte y, por lo tanto, la AC debería pagar por los costos de la red de transporte del SIN que utilice. En caso contrario, se generaría un subsidio cruzado que asumirían otros usuarios fuera de la autogeneración colectiva.<br>ii.)<br>Subsidio cruzado por la energía intercambiada entre la AC y el SIN: Si la capacidad instalada por usuario se calcula promediando las capacidades de todos los usuarios del autogenerador colectivo, la regulación podría incentivar a que un autogenerador con capacidad superior a 100 kW (incluso cercano a 1MW) se adhiera a un autogenerador colectivo para evitar pagar otros costos de red. Por ejemplo, en el caso 2 de la ilustración 1, bajo la | | Ver respuestas del comentario 34 y 61. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | interpretación mencionada, un autogenerador con capacidad instalada de 990 kW dejaría de pagar costos de transmisión, distribución, pérdidas y restricciones al unirse en un AC con otros 10 usuarios sin autogeneración. Esta agrupación solo pagaría el costo de comercialización por la energía intercambiada mediante el crédito de energía, sin cubrir los costos de red utilizados en el intercambio de energía. Si la capacidad instalada por usuario se obtiene como la máxima capacidad de los usuarios miembros, los autogeneradores con capacidad ≤ 100 kW no tendrían incentivo a hacer parte de un AC (ver caso 1 de la ilustración 1). **VER ILUSTRACIÓN EN CARTA** La experiencia internacional muestra la necesidad de evitar este tipo de subsidios cruzados1 y diseñar el pago por el uso de la red que se utiliza2. En este sentido, sugerimos incluir el pago por el uso de la red que se utilice para consumir de la planta de autogeneración y aplicar el esquema de liquidación de excedentes por la energía intercambiada para para cada autogenerador perteneciente a la AC. | | |
| 73 | E2024009827 | Es importante incorporar reglas claras para casos de cierre por inviabilidad financiera u operativa de una comunidad energética, o el retiro masivo de sus integrantes. Esto minimizaría el riesgo sistémico de incumplimientos por parte de varias comunidades energéticas y definiría claramente las responsabilidades de los participantes de la AC frente al Sistema en caso de cierre y del comercializador. | | Se aclara que el acuerdo o contrato mediante el cual se conforme la comunidad energética no hace parte de las facultades de la Comisión. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 74 | E2024009827 | Es importante dejar explicito que en caso de que la comunidad energética desee acceder a esquemas de tarifas según el tiempo de Uso TOU, deberá contar con medición avanzada. | | Se aclara que las tarifas de tiempo de uso no hacen parte del alcance del proyecto regulatorio. |
| 75 | E2024009827 | Se entiende que el artículo está habilitando el desarrollo y operación de redes para la interconexión de usuarios al interior de la comunidad energética y por un agente que no sería empresa de servicio público. Con el fin de mantener la prestación segura y confiable del servicio de energía eléctrica es importante que la habilitación de las microrredes que busca habilitar la CREG se acompañe de una reglamentación de estándares de calidad que deberán cumplir los activos de distribución que serán responsabilidad de la comunidad energética y las responsabilidades que deberá asumir la comunidad energética ante una falla en el sistema de distribución del Operador de Red como resultado de una contingencia en el sistema de distribución de la comunidad energética. | | Se aclara que el proyecto regulatorio no modifica las responsabilidades respecto a la administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución. |
| 76 | E2024009804 | Existe un doble espacio en la frase "… para atender su propia demanda de energía. En el evento...". | "… para atender su propia demanda de energía. En el evento…" | Se corrige en la resolución. |
| 77 | E2024009804 | Se recomienda modificar la redacción de la frase "tomar valores entre cero (0) y $I_{mpi,j,m,u}$". | "tomar valores entre cero (0) e $I_{mpi,j,m,u}$" | Se corrige en la resolución. |
| 78 | E2024009804 | Se evidencia un error tipográfico en la frase "… Intercambios Comerciales (ASIC), y el Liquidador y Administrado de las Cuentas...". | "… Intercambios Comerciales (ASIC), y el Liquidador y Administrador de las Cuentas " | Se corrige en la resolución. |
| 79 | E2024009804 | Se evidencia un error tipográfico en la frase "… capacidad instalada inferior a 1MW por usuario miembro… ". Los valores numéricos de parámetros físicos deben estar separados de la unidad de medición. | "… capacidad instalada inferior a 1 MW por usuario miembro… " | Se corrige en la resolución. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 80 | E2024009804 | Se evidencia un error tipográfico en la frase "Para los GDC con capacidad instalada superior a 1MW por usuario miembro … ". Los valores numéricos de parámetros físicos deben estar separados de la unidad de medición. | "Para los GDC con capacidad instalada superior a 1 MW por usuario miembro … " | Se corrige en la resolución. |
| 81 | E2024009804 | Se evidencia un error tipográfico en la frase "… simplificado de conexión para autogeneradores con potencia instalada menor o igual a 100kW, establecido...". Los valores numéricos de parámetros físicos deben estar separados de la unidad de medición. | "… simplificado de conexión para autogeneradores con potencia instalada menor o igual a 100 kW, establecido…" | Se corrige en la resolución. |
| 82 | E2024009804 | Se evidencia un error tipográfico en la frase "… autogeneración colectiva con potencia instalada menor o igual a 100kW". Los valores numéricos de parámetros físicos deben estar separados de la unidad de medición. | "… autogeneración colectiva con potencia instalada menor o igual a 100 kW." | Se corrige en la resolución. |
| 83 | E2024009804 | Se evidencia un error tipográfico en la frase "… colectiva con potencia instalada mayor a 100kW". Los valores numéricos de parámetros físicos deben estar separados de la unidad de medición. | "… colectiva con potencia instalada mayor a 100 kW" | Se corrige en la resolución. |
| 84 | E2024009804 | Se evidencia un error tipográfico en la frase "… conexión para autogeneradores con potencia instalada mayor a 100kW". Los valores numéricos de parámetros físicos deben estar separados de la unidad de medición. | "… conexión para autogeneradores con potencia instalada mayor a 100 kW" | Se corrige en la resolución. |
| 85 | E2024009804 | Se recomienda armonizar la manera de referenciar las unidades de medición, toda vez que en el artículo mencionado se evidencia la frase "… durante el ciclo de facturación cf, expresada en kilovatios hora, kWh", sin embargo, en apartados posteriores se evidencian frases como "... que la modifiquen adicionen o sustituyan, para el mes m, expresado en COP/MWh" | Se sugiere citar de manera explícita el nombre de las unidades en todos los apartados que corresponda, de manera que en frases como "*... que la modifiquen adicionen o sustituyan, para el mes m, expresado en COP/MWh*", se emplee la redacción "*... que la modifiquen adicionen o sustituyan, para el mes m, expresado en Pesos* | Para el caso de la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI no se considera pertinente hacer referencia a las unidades en MWh por el orden de magnitud de la energía que se comercializa. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | *Colombianos sobre Megavatio hora, COP/MWh.*" | |
| 86 | E2024009804 | Existe dos instancias donde se usa un doble espacio en la frase "… que la modifiquen adicionen o sustituyan, para el mes m, expresado en COP/MWh". | "… que la modifiquen adicionen o sustituyan, para el mes m, expresado en COP/MWh" | Se corrige en la resolución. |
| 87 | E2024009773 | Incertidumbre en la responsabilidad y el Desarrollo técnico de redes de distribución:<br>• Falta de claridad sobre la responsabilidad en la expansión del sistema.<br>• Desarrollo de micro-redes sin señales claras de eficiencia técnica o estándares constructivos, aguas abajo de las CE de una sola frontera.<br>• Se pierde el concepto de desarrollo de redes de uso, pues se entiende que se admite la interconexión de hogares mediante activos eléctricos en un régimen que no es claro.<br>• Necesidad de incluir un capítulo sobre la expansión, estableciendo que el distribuidor u operador de red es el único agente autorizado para aprobar nuevas conexiones al SIN.<br>• Aclaración de que la instalación de medidores es una responsabilidad del OR y no del Comercializador. | Abordar con mayor detalle dentro del proyecto de resolución los temas mencionados | Respecto a las responsabilidades en la expansión de la red se aclara que el proyecto regulatorio no modifica dichas responsabilidades.<br><br>Respecto al cambio del medidor ver respuesta al comentario 27. |
| 88 | E2024009773 | Conexiones y desarrollo de activos eléctricos:<br>• Aprobación de conexiones y desarrollo de activos eléctricos sin especificar el cumplimiento de reglamentos técnicos adecuados. | Abordar con mayor detalle dentro del proyecto de resolución los temas mencionados | Ver respuesta al comentario 65. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 89 | E2024009773 | 1. Medidas diferenciales para comunidades CEEP:<br>• Necesidad de definir explícitamente la sigla CEEP.<br>2. Sostenibilidad de las Comunidades Energéticas:<br>• La normativa actual no garantiza la sostenibilidad de las CE: Falta de soluciones a mediano y largo plazo para asegurar la viabilidad económica y financiera de las Comunidades Energéticas.<br>• La falta de claridad en la responsabilidad de la expansión y ausencia de señales con criterios técnicos de desarrollo de red, al no estar abordados adecuadamente pueden volverse problemas significativos cuando una Comunidad Energética adolezca de problemas de sostenibilidad, lo cual puede significar un riesgo sistémico para el sistema y los agentes distribuidores. | Abordar con mayor detalle dentro del proyecto de resolución los temas mencionados | Ver respuesta al comentario 11. |
| 90 | E2024009780 | Desde el gremio hemos acompañado de cerca el proceso de desarrollo de Comunidades Energéticas - CE, realizando propuestas de redacción y ajustes que consideramos pueden promover este valioso proceso para nuestro país. Destacamos la importancia de la institucionalidad y el desarrollo de regulación por medio de la CREG, asegurando un marco normativo estructurado. | | El comentario no requiere respuesta. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 91 | E2024009780 | En esta primera versión de la armonización de la regulación para las comunidades en el Sistema Energético Nacional, observamos que el enfoque se centra en el desarrollo de microrredes para la integración de las comunidades, omitiendo aspectos muy importantes. En general, no se integran elementos a mediano y largo plazo que aseguren la viabilidad económica y financiera de las CE, fundamental para su sostenibilidad.<br><br>Es esencial que el diseño regulatorio de las CE sea claro desde el inicio y permita a todos los agentes involucrados aportar su experiencia y conocimientos, evitando ambigüedades en la interpretación. La regulación debe estar basada en fundamentos jurídicos sólidos y orientada a la solución efectiva de problemas previamente identificados, optimizando el uso de recursos en todos los niveles.<br><br>Para la versión definitiva del documento, es necesario incluir estos aspectos para clarificar el alcance y facilitar su desarrollo efectivo. La integración de las CE debe articularse con señales claras para la expansión del Sistema Interconectado Nacional - SIN y el Sistema de Distribución Local – SDL. Cabe resaltar que los Operadores de Red - OR son responsables de las inversiones y el manejo de los activos en sus áreas de influencia, así como de la prestación y calidad del servicio a los usuarios. | | Ver respuesta al comentario 41.<br><br>En cuanto a reglas que garanticen una viabilidad económica y financiera de las CE, le informamos que la actividad de generación es a cuenta y riesgo de los interesados. La Comisión determina reglas con base en precios eficientes y sin ventajas a algún particular, siguiendo los lineamientos de política pública, esto pues todos los costos por la compra de esta energía se trasladan a la demanda regulada. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 92 | E2024009780 | Compartimos la importancia de que la política pública y la regulación impulsen el desarrollo de las comunidades energéticas mediante incentivos. Sin embargo, observamos que el costo de estos recae sobre la tarifa, afectando principalmente a los usuarios regulados que no conformarán la comunidad energética. Es fundamental replantear el proyecto para buscar un balance que no impacte significativamente a quienes no pueden acceder a estos sistemas de autogeneración.<br><br>Lo anterior, teniendo en cuenta que, la ampliación del rango establecido en la Resolución UPME 501 de 2024, que permite que un Autogenerador Colectivo - AGRC o un Generador Distribuido Colectivo - GDC tenga un tamaño de hasta 5MW, con una dispersión entre la generación y el consumo que pueda estar dentro de un OR, habilita la posibilidad de que se formen grandes sistemas de generación mediante la agrupación en bloques de un número de usuarios potenciales con capacidad instalada por usuario menor a 100kW. Lo anterior, permitiría que sistemas de hasta 5MW accedan a incentivos que inicialmente se definieron para autogeneradores a pequeña escala, quedando exentos del pago de la distribución y la transmisión, mientras este valor se incrementaría para los usuarios que no harían parte de la comunidad y quedarán pagar estos cargos en su tarifa.<br><br>Aunque es válido plantear un incentivo similar al de los autogeneradores a pequeña escala - AGPE, el incremento sustancial de | | Se modifican las reglas para que los mayores incentivos a crédito de energía estén orientados a usuarios pequeños o regulados. Ver respuesta a comentario 61. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | los potenciales beneficiarios aumenta los costos más allá de lo previsto en la Resolución CREG 174 de 2021. Se debe considerar que la compra de créditos de energía y la menor demanda que pagaría los componentes de transmisión y distribución afectan directamente la tarifa regulada. | | |
| 93 | E2024009780 | Vemos con preocupación que en el documento en consulta no se establecen claramente las responsabilidades sobre el manejo de activos, la prestación del servicio y la calidad para los usuarios dentro de las CE, especialmente sin una figura de vigilancia y control clara en la Comunidades Energéticas (CEEP). Es fundamental que la regulación final proteja al usuario y contemple los costos adicionales de infraestructura de redes y medidores asociados a la implementación de las CE, asignando estas responsabilidades adecuadamente.<br><br>El proyecto de Resolución parece modificar el ámbito de aplicación definido en el Decreto 2236 de 2023 y en la Ley 2294 de 2023, al incluir temas de distribución. A pesar de que la configuración legal excluye la posibilidad de que las CE realicen actividades de distribución, la propuesta limita las responsabilidades del OR dentro de la CE, dificultando la operación de las redes.<br><br>Esto podría generar externalidades negativas sobre el sistema de distribución, afectando la eficiencia y calidad del servicio. | | Ver respuesta a los comentarios 1, 2, 11 y 29. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | Cualquier modificación normativa debe considerar los impactos a mediano y largo plazo sobre las redes de distribución y la sostenibilidad de las CE.<br><br>Así mismo, observamos que se están asignando responsabilidades al Representante de la CE que actualmente corresponden a los Comercializadores de Energía, como el pago de montos a otros agentes, gestión de subsidios, facturación y atención a usuarios, sin una supervisión clara por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos. Es necesario que cuando la CE desarrolle actividades autorizadas, se aplique el régimen de servicios públicos de la Ley 142 de 1994, garantizando la protección del usuario, tanto los que hacen parte de la comunidad como de los demás usuarios.<br><br>Lo anterior, se traduce en una falta de claridad en las responsabilidades de la CE ante los usuarios y el prestador del servicio, que sigue siendo una ESP. La figura del Representante de la comunidad energética no es clara en cuanto a si es el representante legal o el prestador del servicio, operando conforme a términos establecidos en acuerdos asociativos y no frente a la Ley 142 de 1994.<br><br>Cabe mencionar que, en la regulación, las principales responsabilidades de un comercializador de energía con los usuarios incluyen: i) suministro continuo y confiable; ii) facturación y cobro; iii) atención al cliente; iv) gestión de quejas y reclamos; y v) cumplimiento normativo. Por lo cual, es esencial que estos principios se garanticen | | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | para todos los usuarios, asegurando una transición eficiente hacia las comunidades energéticas.<br><br>En ese sentido, es vital que la regulación contemple una estructura clara y completa que incluya aspectos económicos y financieros a largo plazo, establezca responsabilidades claras y asignaciones de costos, y garantice una vigilancia y control adecuados para proteger los derechos de todos los usuarios. | | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 94 | E2024009780 | En el artículo 4 del Título I. Disposiciones Generales, se menciona el término Comunidades Energéticas (CEEP), el cual también se desarrolla a lo largo del Proyecto de Resolución asignándole deberes, derechos y responsabilidades. Consideramos necesario que la sigla CEEP sea definida explícitamente, con el fin de asignar también una vigilancia y control sobre esta nueva figura. Adicionalmente, es importante que las personas o grupos de personas que pertenezcan a este segmento de la población puedan contar con un certificado que garantice esto, respaldando los procedimientos llevados a cabo bajo esta figura. Un aspecto que preocupa es la inclusión de lo que se considera comunidades campesinas, cuya falta de delimitación podría llevar a un grupo de usuarios a autodefinirse como CEEP.<br><br>Por otro lado, se menciona que el Proyecto de Resolución armonizará la regulación para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Energético Nacional, pero este término no se encuentra definido en el documento. Es necesario integrar esta definición para tener claridad sobre su alcance. | definir CEEP | Ver respuesta al comentario 11 y 29. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 95 | E2024009780 | Con relación a las fronteras comerciales, encontramos que la redacción del documento no es clara en la aplicabilidad de las reglas para:<br><br>• El cálculo de respaldo para comunidades energéticas que cuenten con varias fronteras.<br>• Las reglas aplicables a CE con una sola frontera y la aplicación para CE en múltiples fronteras.<br><br>Es fundamental que la CREG establezca las reglas para estos casos, asegurando una aplicación efectiva. La claridad en la regulación de las fronteras comerciales es fundamental para evitar ambigüedades que puedan generar incertidumbre en la implementación de estas iniciativas. Las comunidades deben tener certeza sobre los costos y procedimientos asociados al respaldo y la gestión de múltiples fronteras, para poder planificar y ejecutar sus proyectos de manera eficiente. Sin reglas claras, existe el riesgo de que se presenten retrasos en su implementación, lo que podría obstaculizar el avance de las CE. | | Se aclara que las reglas para la conexión y respaldo de los AC y de los GDC aplican de acuerdo con la capacidad de cada punto de conexión.<br><br>También se ajusta la resolución para aclarar que una CE debe tener más de una frontera comercial, de lo contrario no sería diferente a un AGPE o un GD. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 96 | E2024009780 | En el capítulo 3. Remuneración de Excedentes del Título II. Comunidades Energéticas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), solicitamos que se integre una especificación detallada para el modelo de cálculo de créditos y excedentes de energía, así como el procedimiento de liquidación de excedentes, con el fin de evitar retrocesos en la asignación de estos.<br><br>Asimismo, consideramos que, en lugar de referenciar la Resolución CREG 174 de 2021, se deberían integrar explícitamente las fórmulas de cálculo.<br><br>De otro lado, vemos que el criterio de aplicación de créditos de energía que exime a los miembros de la comunidad de pagar los cargos de transmisión y distribución se plantea con la referencia de 0,1 MW/usuario, es decir, habilita Comunidades Energéticas que sumen hasta 5 MW de capacidad instalada con el incentivo que tienen los AGPE que hoy estaba limitado a 0,1 MW. Dado que este incentivo amplió un beneficio importante que finalmente recae sobre la tarifa regulada como una compra de energía valorada a CU – C, debe buscarse un balance de hasta qué medida debería darse dicho incentivo. | | Las reglas para la liquidación de los excedentes de la CE están contenidas en las disposiciones del proyecto regulatorio y las modificaciones realizadas para armonizarlas con la resolución CREG 174 de 2021.<br><br>Adicionalmente ver respuesta a comentario 61. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 97 | E2024009780 | En los diferentes estudios que se han realizado y de la experiencia de los países que tienen un mayor avance en integración de generación y autogeneración distribuidas se ha concluido que el mejor diseño para el pago de la disponibilidad de la red son las tarifas binomias, donde hay un pago por potencia contratada y un pago variable por consumo, por lo que consideramos que debemos avanzar para establecer este tipo de soluciones en el mediano plazo.<br><br>Si bien el cargo por respaldo es un mecanismo importante para compensar de alguna manera la red que está disponible para cuando los autogeneradores requieren de usar esta ante una salida de su sistema, el esquema de la Resolución CREG 015 de 2018 es difícil de aplicar de manera masificada, pues requiere de una negociación con cada usuario, donde este tiene la posibilidad de contratar un valor de cero kW si así lo quisiera, y donde resulta imposible aplicar los mecanismos de limitación definidos en esta Resolución. En ese sentido, sugerimos establecer un esquema más sencillo de aplicación general que permita que este mecanismo de compensación funcione en la práctica. | | Se aclara que los temas tratados no hacen parte del proyecto regulatorio y se están estudiando en el marco de las bases de la metodología de distribución de la agenda regulatoria. |
| 98 | E2024009780 | Previamente la CREG emitió regulaciones relacionadas con el Prestador de Última Instancia - PUI. Al revisar el presente documento, surge la duda sobre si el concepto de CEEP y PUI se encuentran relacionados de alguna forma. Vemos la necesidad de definir señales regulatorias alineadas con consultas pasadas para el PUI y asignar cualquier desarrollo de red a la responsabilidad del distribuidor. | | Se aclara que la reglamentación del Prestador de Ultima Instancia hace parte de una reglamentación independiente y que se encuentra dentro de la agenda regulatoria como los temas a estudiar durante el año 2025. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 99 | E2024009780 | Teniendo en cuenta las disposiciones propuestas, es necesario que todo esto esté acompañado de educación, soporte y jornadas de capacitación a las comunidades. Vemos importante que las comunidades comprendan plenamente sus responsabilidades y derechos, así como los aspectos técnicos y administrativos de la gestión de la energía. La educación y el soporte continuo garantizarán que las comunidades puedan operar de manera eficiente, maximizando los beneficios de su integración al sistema.<br><br>Además, es importante que la Resolución aplique también a aquellas comunidades que no se encuentran conectadas al SIN, es decir, aquellas que se encuentran en zonas alejadas y funcionan con soluciones individuales colectivas. La participación de estas comunidades en estas disposiciones es crucial para garantizar equidad, promover el desarrollo sostenible, y fomentar la resiliencia energética en regiones vulnerables, asegurando que todas las comunidades puedan participar y beneficiarse de las disposiciones asociadas a la transición. | | En el marco de la consulta pública del Proyecto de Resolución, se realizó un taller de socialización el día 11 de julio a las 10 am en las instalaciones de la CREG en la cual participaron todos los interesados. Sin embargo, una vez sea publicada la resolución en su versión definitiva la misma será socializada mediante talleres a las comunidades interesadas.<br><br>El ámbito de aplicación de la propuesta regulatoria y posterior resolución definitiva incluye a aquellas comunidades que se encuentran en las Zonas No Interconectadas. Se sugiere revisar el Título III de la resolución. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 100 | E2024009822 | 1. ¿Cuál es la diferencia entre generador distribuido colectivo y autogenerador colectivo en términos de fronteras y contratos de conexión según el Artículo 25 y 26? | | Las definiciones de Autogenerador Colectivo y Generador Distribuido Colectivo se encuentran previstas en el artículo 3 de la presente resolución y corresponden a las establecidas mediante Decreto MME 2236 de 2023.<br><br>En cuanto a lo expresado el artículo 25 del Proyecto de Resolución, este se refiere al procedimiento para el reporte de fronteras, lo cual es exigible tanto al Generador Distribuido Colectivo como al Autogenerador Colectivo, esto lo debe realizar el representante del AC o GDC.<br><br>Para el caso de lo previsto en el artículo 26 del Proyecto de Resolución, los contratos de conexión deberán ser suscritos por el Generador distribuido colectivo y, en los casos que aplique, por Autogenerador colectivo. |
| 101 | E2024009822 | 2. ¿Qué requisitos debe cumplir un autogenerador colectivo para suscribir un contrato de conexión en ZNI según el Artículo 26? | | Un AC deberá suscribir un contrato de conexión con el respectivo distribuidor del mercado al que se encuentra conectado por cada frontera cuya potencia instalada sea superior a 100 kW. |
| 102 | E2024009822 | 3. ¿Cuál es el contenido mínimo que debe tener un contrato de conexión para generación distribuida colectiva y autogeneración colectiva según el Artículo 26? | | El contenido mínimo del contrato de conexión del que trata el artículo 26, deberá estar acorde con lo dispuesto en el artículo 5 de la Resolución CREG 038 de 2018. |
| 103 | E2024009822 | 4. ¿Qué información debe contener el formulario de solicitud de conexión para autogeneradores colectivos en ZNI según el Artículo 27? | | El formulario de solicitud de conexión deberá contener lo indicado en la Circular CREG 037 del 2018 (https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/circular_creg_0037_2018.htm) |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 104 | E2024009822 | 5. ¿Cuál es el procedimiento de conexión para fronteras de autogeneración colectiva con potencia instalada mayor a 100kW según el Artículo 30? | | Para cada frontera de autogeneración colectiva, se aplicará el procedimiento de conexión para autogeneradores con potencia instalada mayor a 100 kW, establecido en el artículo 17 de la Resolución CREG 038 del 2018, así como, las Circulares CREG 037 y 085 del 2018. |
| 105 | E2024009822 | 6. ¿Cuáles son las obligaciones específicas de los autogeneradores colectivos según el Artículo 31? | | Se aplicará lo previsto en los artículos 10, 11 y 12 de la Resolución CREG 038 de 2018. (https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0038_2018.htm) |
| 106 | E2024009822 | 7. ¿Qué condiciones se deben cumplir para conectarse como autogenerador colectivo en ZNI según el Artículo 28? | | El autogenerador colectivo que desee conectarse al sistema de distribución podrá hacerlo bajo los términos aplicables para autogeneradores establecidos en el artículo 15 de la Resolución CREG 038 del 2018. (https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0038_2018.htm) |
| 107 | E2024009822 | 8. ¿Cuál es el procedimiento simplificado de conexión para autogeneradores con potencia instalada menor o igual a 100kW según el Artículo 29? | | Para cada frontera de autogeneración colectiva, se aplicará el procedimiento simplificado de conexión para autogeneradores con potencia instalada menor o igual a 100 kW, establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 038 del 2018, así como, las Circulares CREG 037 y 085 del 2018. (https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/circular_creg_0037_2018.htm) (https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/circular_creg_0085_2018.htm) (https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0038_2018.htm) |
| 108 | E2024009822 | 9. ¿Cómo se define la capacidad instalada o nominal del Autogenerador Colectivo o de un Generador Distribuido Colectivo según las definiciones del Artículo 3? | | En el artículo 3 del proyecto regulatorio se define la capacidad instalada o nominal de un AC o de un GDC como " la sumatoria de las capacidades instaladas o nominales individuales de cada uno de los sistemas de generación que hacen parte del AC o de un GDC". El cual se aclara en la resolución definitiva. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 109 | E2024009822 | 10. ¿Qué disposiciones legales y regulatorias se deben incorporar con posterioridad a la entrada en vigencia de la resolución según el Parágrafo 2 del Artículo 5? | | Entendiendo que su pregunta se refiere al parágrafo 2 del artículo 2 del proyecto regulatorio que señala: "Parágrafo 2. Las disposiciones legales y regulatorias a las que se hace referencia en la presente resolución incorporarán las adiciones, modificaciones o sustituciones que se hagan con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución." Con el fin de evitar confusiones o una indebida aplicación se eliminará dicho parágrafo atendiendo a que en todo caso cualquier disposición que se expida con posterioridad sobre la materia será parte integral del contenido del acto administrativo. |
| 110 | E2024009822 | 11. ¿Qué criterios se utilizan para la discriminación de la cantidad de energía en forma horaria según el Artículo 23? | | Se acepta el comentario y se ajusta. Se dará un tratamiento independiente a los traslados de costos a las tarifas. |
| 111 | E2024009822 | 12. ¿Cuál es el proceso para definir y publicar el acuerdo de la comunidad energética (ACE) según el Título II, Capítulo 1? | | El proyecto regulatorio no tiene el alcance para establecer un procedimiento o requisitos para la definición y publicación del acuerdo de la comunidad energética, lo anterior atendiendo a lo dispuesto en el Decreto 2236 de 2023. |
| 112 | E2024009822 | 13. ¿Qué normatividad se debe seguir para la conexión de las comunidades energéticas en el Sistema Interconectado Nacional según el Artículo 7? | | Se aclara que las reglas de conexión para los miembros de un AC o un GDC dependen de la capacidad instalada en cada punto de conexión y se encuentran descritas en el artículo mencionado. |
| 113 | E2024009822 | 14. ¿Cuál es el contenido detallado que debe incluir la información en cada factura por la entrega de excedentes de energía según el Artículo 46? | | Se aclara que la información a la que se refiere el artículo es la establecida en la resolución CREG 174 de 2021 y CREG 135 de 2021. |
| 114 | E2024009822 | 15. ¿Qué criterios se utilizan para la valoración horaria de las cantidades de excedentes de energía según el Artículo 46? | | Dado que la propuesta se ajusta y se usa el valor del MC mensual, no se requiere una valoración horaria. |
| 115 | E2024009822 | 16. ¿Cómo se relacionan las variables Tm, Dn,m, Cvm,i,j, PRn,m,i,j y Rm,i definidas en la Resolución CREG 119 de 2007 con la liquidación de excedentes de energía? | | Se aclara que se aplica lo establecido en la Resolución CREG 174 de 2021 por frontera de comercialización, teniendo en cuenta la distribución de los excedentes de la CE.<br><br>Se recuerda que el crédito de energía es un intercambio de energía consumida en un periodo |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | | de facturación por la energía entregada a la red en el mismo periodo. Por dicho intercambio se debe pagar un valor mínimo, asociado a lo que cuesta tener la red disponible. Si la capacidad es menor o igual a 100 kW, el intercambio cuesta Cv, de lo contrario el intercambio cuesta las variables Tm, Dn,m, Cvm,i,j, PRn,m,i,j y Rm,i. A eso se le denomina crédito de energía para un usuario AGPE y que también aplicara a los AC. |
| 116 | E2024009822 | 17. ¿Qué diferencias existen en los procedimientos de conexión para autogeneradores colectivos con potencia instalada menor o igual a 100kW y mayor a 100kW según los Artículos 29 y 30? | | La diferencia entre los dos procedimientos es que para el caso de autogeneradores colectivos con potencia instalada mayores a 100 KW el representante de la CE deberá elaborar y presentar al distribuidor un estudio de conexión cuyo contenido mínimo se encuentra previsto en la Circular CREG 037 del 2018. Así mismo deberá suscribir un contrato de conexión tal como se señala en el artículo 5 de la resolución CREG 038 del 2018. Para mayor detalle revisar lo señalado en el numeral 5.2.7 del documento soporte CREG-901 099 de 2024. |
| 117 | E2024009822 | 18. ¿Cuál es el papel del comercializador que recibe energía de un Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE) en la liquidación de excedentes según el Artículo 46? | | Se aclara que las responsabilidades del comercializador que atiende la frontera comercial y compra los excedentes del Autogenerador no se modifican en el proyecto regulatorio. |
| 118 | E2024009822 | 19. ¿Qué responsabilidades específicas tiene el Representante de la Comunidad Energética en relación con la conexión a la red eléctrica según la Ley 143 de 1994 y la Ley 1715 de 2014? | | En relación con la conexión el representante de la comunidad deberá cumplir con lo señalado en el artículo 8 del proyecto regulatorio |
| 119 | E2024009822 | 20. ¿Cómo se promueve y preserva la competencia en el sector energético en relación con las Comunidades Energéticas según la Ley 143 de 1994 y la Ley 1715 de 2014? | | El soporte legal del proyecto regulatorio se encuentra descrito en el documento del proyecto regulatorio, adicionalmente, será informado a la SIC para temas de la libre competencia. |
| 120 | E2024009822 | 21. ¿Qué beneficios tendrían los usuarios de las CE, en el momento que los AGRC tengan excedentes? | | Los beneficios para los usuarios de la CE están determinados en el decreto 2236 de 2023. Entre ellos la distribución de los excedentes de la CE. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 121 | E2024009822 | 22. ¿El AGRC puede ser el encargado de los AOM´s de sus proyectos y cómo se costean? | | Se aclara que la Administración, Operación y Mantenimiento de los sistemas de generación de un AC o un GDC son de su responsabilidad y no son objeto de la regulación de la Comisión. |
| 122 | E2024009822 | 23. ¿Para legalizar ante él OR se realiza cambio de medidor homologado por el OR o se pone un medidor adicional en paralelo al actual? | | Se aclara que los requisitos para la medición en las fronteras comerciales de un AC o un GDC están descritas en el artículo 19 de la Resolución CREG 174 de 2021 y el código de medida de la resolución 038 de 2014. |
| 123 | E2024009822 | 24. ¿Todo OR está obligado a legalizar los proyectos de GDC cuando se encuentra el sistema de generación a 1km de distancia del punto de consumo y cuales son las garantías que debe otorgar el OR para este proceso? | | No se entiende el comentario, debido en que en el proyecto no se hace referencia a distancias en kilómetros de la generación respecto a los centros de consumo. |
| 124 | E2024009822 | 25. ¿En el escenario en que el propietario de una vivienda miembro de una CE vende su propiedad y el nuevo dueño no quiere hacer parte de la CE, como se hace la gestión del retiro de esa vivienda de la CE? | | Adicional a lo establecido en el acuerdo de conformación de la comunidad energética, el usuario miembro de la misma podrá solicitar el retiro de acuerdo con lo establecido en el artículo 10, numerales 2 y 3 del proyecto de resolución, lo cual se mantendrá en la resolución definitiva. |
| 125 | E2024009822 | 26. ¿Una empresa privada y constituida como ESP, puede ser el administrador de múltiples CE? | | La propuesta no plantea ninguna restricción al respecto. |
| 126 | E2024009822 | 1. ¿Cuál es el procedimiento para la venta y comercialización de energía de un generador distribuido colectivo en ZNI según el Artículo 40? | | El procedimiento para la venta y comercialización de energía de un generador distribuido colectivo en ZNI se encuentra contenida en la Resolución CREG 091 de 2007 y en la 101 064 de 2024 o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.<br><br>Así mismo, se deberá observar lo previsto en la Resolución 101 021 del 2022, o aquellas que la modifiquen, adicionen y la sustituyan. |
| 127 | E2024009822 | 2. ¿Qué requisitos deben cumplir los potenciales AGPE, AGGE y los GD para gestionar su solicitud de conexión a través de la ventanilla según el Artículo 41? | | Los requisitos están descritos en el proyecto regulatorio. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 128 | E2024009822 | 3. ¿Qué información debe contener el sistema de información en relación con la actividad de autogeneración colectiva según el Artículo 34? | | La información que debe reposar en el sistema de información del que trata el artículo 34, corresponderá a lo previsto en los artículos 7 y 8 de la resolución CREG 038 del 2018, entre otros: a) Ubicación georreferenciada o cartográfica del circuito o transformador al que pertenezca el usuario, b) Voltaje nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión del punto de conexión del usuario, c) Capacidad nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión al que pertenezca el punto de conexión del usuario, d) Potencia disponible para entrega de excedentes de los autogeneradores existentes en el circuito, e) Potencia máxima conectable al sistema, atendiendo a la definición de disponibilidad de la que trata el artículo 6o de la resolución CREG 038 del 2018. Para efectos de la aplicación de los artículos 6 y 7 de la resolución CREG 038 del 2018, entiéndase "usuario" como autogenerador colectivo. |
| 129 | E2024009822 | 4. ¿Cómo se garantiza la transparencia y eficiencia en los pasos y tiempos del trámite de conexión de los autogeneradores colectivos según el Artículo 41? | | El diseño del proceso para la conexión de los AC y los GDC son diseñados siguiendo criterios de transparencia y eficiencia, en caso de identificar alguna mejora lo invitamos a comunicarlo de forma precisa a la Comisión o a la SSPD, según el caso. |
| 130 | E2024009822 | 5. ¿Cuáles son las obligaciones de los distribuidores en relación con la conexión de autogeneradores colectivos según el Artículo 32? | | El distribuidor tendrá las mismas obligaciones establecidas para la conexión de autogeneradores de acuerdo con lo estipulado en el artículo 13 de la Resolución CREG 038 del 2018. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 131 | E2024009822 | 6. ¿Qué estándar técnico se aplica para la disponibilidad del sistema de los autogeneradores colectivos según el Artículo 33? | | Para el estándar técnico de disponibilidad del sistema de los autogeneradores colectivos se aplicará, por frontera, el mismo tratamiento según lo dispuesto en el artículo 6 de la Resolución CREG 038 de 2018, el cual corresponde a La sumatoria de la potencia disponible para entrega de excedentes de los autogeneradores existentes en la red de distribución debe ser menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación, expresada en kilovatios (kW), donde se solicita el punto de conexión. |
| 132 | E2024009822 | 7. ¿Qué información debe permitir el sistema de información a cualquier interesado en relación con la disponibilidad del sistema según el Artículo 35? | | Ver respuesta al comentario 128 |
| 133 | E2024009822 | 8. ¿Cómo se garantiza la calidad del servicio en la frontera de ZNI según el Artículo 36? | | Los prestadores del servicio en ZNI deberán garantizar el cumplimiento de los parámetros de calidad del servicio de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 33 de la resolución CREG 091 del 2007 o aquella norma que la adicione, modifique o sustituya. |
| 134 | E2024009822 | 9. ¿Cuál es el proceso para reportar al comercializador la calidad en que actúa la Comunidad Energética como generador distribuido colectivo o autogenerador colectivo según el Artículo 25? | | Los formularios para el proceso de conexión y la información necesaria para reportar al comercializador y al OR se publicará mediante circular. |
| 135 | E2024009822 | 10. ¿Qué componentes de traslado del costo relacionados con compras de los AGPE y los GD se definen en el Anexo 1 de la Resolución CREG 174 de 2021 según el Artículo 23? | | Se aclara en la resolución definitiva. En todo caso existirá una transición y se expedirá una regulación independiente donde queden los traslados que diferencien AGPE, GD, AC y GDC. |
| 136 | E2024009822 | 11. ¿Cómo se incorpora la información de la actividad de autogeneración colectiva en el sistema de distribución al sistema de información según el Artículo 34? | | Los distribuidores deben disponer de un sistema de información que permita la captura, procesamiento, almacenamiento, actualización y publicación de la información de la actividad de autogeneración o autogeneración colectiva presentes en los sistemas de distribución que se encuentren bajo su operación. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 137 | E2024009822 | 12. ¿Qué criterios se utilizan para la discriminación de la cantidad de energía en forma horaria por mercado de comercialización y agente comercializador según el Artículo 22? | | Se aclara que la energía horaria se refiere a la total por mercado o por agente que proviene de todos los que estén operando. |
| 138 | E2024009822 | 13. ¿Cuál es el proceso para definir y publicar el acuerdo de la comunidad energética (ACE) según el Título II, Capítulo 1? | | No se entiende el comentario, en cuanto el proyecto regulatorio no menciona requisitos adicionales para definir y publicar el ACE. |
| 139 | E2024009822 | 14. ¿Qué normatividad se debe seguir para la conexión de las comunidades energéticas en el Sistema Interconectado Nacional según el Artículo 7? | | Se aclara que la normatividad esta descrita en el artículo 7 del proyecto regulatorio. |
| 140 | E2024009822 | 15. ¿Cuál es el contenido detallado que debe incluir la información en cada factura por la entrega de excedentes de energía según el Artículo 46? | | Se aclara en la resolución definitiva |
| 141 | E2024009822 | 16. ¿Qué criterios se utilizan para la valoración horaria de las cantidades de excedentes de energía según el Artículo 46? | | Se aclara que el precio de los excedentes tipo 2 corresponde al MC mensual, por este motivo no es necesario considerar una valoración horaria de los mismos. Se corrige en la resolución definitiva. |
| 142 | E2024009822 | 17. ¿Cómo se relacionan las variables Tm, Dn,m, Cvm,i,j, PRn,m,i,j y Rm,i definidas en la Resolución CREG 119 de 2007 con la liquidación de excedentes de energía? | | De acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 174 de 2021. Aplica crédito de energía y ventas al comercializador. Ver respuesta a comentario 115 |
| 143 | E2024009822 | 18. ¿Qué diferencias existen en los procedimientos de conexión para autogeneradores con potencia instalada menor o igual a 100kW y mayor a 100kW según los Artículos 29 y 30? | | Ver respuesta al comentario 116. |
| 144 | E2024009822 | 19. ¿Cuál es el papel del comercializador que recibe energía de un Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE) en la liquidación de excedentes según el Artículo 46? | | Se aclara que el responsable de la liquidación de los excedentes de los usuarios integrantes de la CE es el comercializador. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 145 | E2024009822 | 20. ¿Cómo se promueve y preserva la competencia en el sector energético en relación con las Comunidades Energéticas según la Ley 143 de 1994 y la Ley 1715 de 2014? | | Se incluyen reglas que hacen que no se arbitre entre ser un AGPE o un GD o un generador más grande, y para que no se tengan diferencias en el precio de la energía, es decir, la energía se valora al mismo precio de generadores o autogeneradores de igual capacidad.<br><br>En cuanto a otros requisitos, se definen siguiendo lineamientos de Ley y política pública. |
| 146 | E2024009822 | 1. ¿Cuáles son los beneficios para los Generadores Distribuidos Colectivos (GDC) con capacidad instalada inferior a 1MW por usuario miembro de la CE según el Artículo 21? | | Se aclara que los beneficios a los GDC son los mismos de los del GD conforme la Resolución CREG 174 de 2021, y están asociados a lo definido en la Ley 1715 de 2014 por reducción de pérdidas en el SDL. |
| 147 | E2024009822 | 2. ¿Qué requisitos deben cumplir los autogeneradores colectivos para conectarse al sistema de distribución según el Artículo 28? | | Ver respuesta al comentario 106. |
| 148 | E2024009822 | 3. ¿Cuál es el procedimiento para la conexión de autogeneradores colectivos con potencia instalada menor o igual a 100kW según el Artículo 29? | | Ver respuesta al comentario 107. |
| 149 | E2024009822 | 4. ¿Qué obligaciones tienen los autogeneradores colectivos en relación con su conexión al sistema de distribución según el Artículo 31? | | Ver respuesta al comentario 105. |
| 150 | E2024009822 | 5. ¿Cómo se define y clasifica una frontera de generación distribuida o generación distribuida colectiva según el Artículo 24? | | Tal y como se señala en la definición del artículo 3 de la presente resolución y lo que está dispuesto en el artículo 24, la frontera de generación distribuida o generación distribuida colectiva corresponde al punto de medición en el cual se miden y registran las transferencias de energía entre un generador distribuido o generador distribuido colectivo y el sistema de distribución. |
| 151 | E2024009822 | 6. ¿Cuál es el contenido mínimo que debe tener un contrato de conexión para generación distribuida colectiva según el Artículo 26? | | Ver respuesta al comentario 102. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 152 | E2024009822 | 7. ¿Qué diferencias existen en los procedimientos de conexión para autogeneradores colectivos con potencia instalada menor o igual a 100kW y mayor a 100kW según los Artículos 29 y 30? | | Ver respuesta al comentario 116. |
| 153 | E2024009822 | 8. ¿Qué estándar técnico se aplica para la disponibilidad del sistema de los autogeneradores colectivos según el Artículo 33? | | Ver respuesta al comentario 131. |
| 154 | E2024009822 | 9. ¿Cómo se garantiza la calidad del servicio en la frontera de ZNI para los autogeneradores colectivos según el Artículo 36? | | Ver respuesta al comentario 133. |
| 155 | E2024009822 | 10. ¿Cuál es el papel del distribuidor en la conexión de autogeneradores colectivos al sistema de distribución según el Artículo 32? | | Ver respuesta al comentario 130. El distribuidor debe atender todas las solicitudes de conexión de autogeneradores y autogeneradores colectivos de conformidad con lo previsto en el artículo 13 de la Resolución CREG 038 de 2018. Así mismo, informar a la UPME la existencia de equipos de autogeneración no conectados al sistema de distribución y reportar a la UPME y a la CREG un informe de los autogeneradores en ZNI, conectados y en proceso de conexión a sus respectivos sistemas de distribución. |
| 156 | E2024009822 | 1. ¿Cuáles son los requisitos para que una comunidad energética pueda solicitar la conexión con los distribuidores incumbentes u operadores de red según el Artículo 8? | | Los requisitos se encuentran descritos en el proyecto regulatorio. |
| 157 | E2024009822 | 2. ¿Qué información debe contener el registro de las comunidades energéticas en el Registro Único de Comunidades Energéticas (RUCE) según el Artículo 9? | | Se aclara que la normativa del RUCE no hace parte del proyecto regulatorio. |
| 158 | E2024009822 | 3. ¿Cuál es el procedimiento para la inclusión de los equipos de generación que se utilizarán en una comunidad energética según el Artículo 6? | | El procedimiento de conexión se realiza por cada frontera de comercialización conforme a lo establecido en la resolución CREG 174 de 2021, que incluye el diligenciamiento de los formatos para el reporte de información de los equipos de generación. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 159 | E2024009822 | 4. ¿Qué documentos adicionales se deben presentar junto con la solicitud de conexión de una comunidad energética según el Artículo 5? | | Se aclara que la documentación necesaria en el proceso de conexión esta descrita en el artículo 8, numeral 5 del proyecto regulatorio. |
| 160 | E2024009822 | 5. ¿Cómo se define la potencia máxima a declarar de forma individual para cada punto de conexión de una comunidad energética según el Artículo 6? | | Se aclara que la definición de la potencia máxima individual declarada es la contenida en la resolución CREG 174 de 2021 por cada punto de conexión. Es decir, será la máxima capacidad que se puede entregar a la red en la frontera comercial. |
| 161 | E2024009822 | 6. ¿Cuál es el contenido mínimo que debe tener el Acuerdo o Convenio de Conformación de la Comunidad Energética (ACE) según el Artículo 5? | | No tenemos competencia para ello es un acuerdo de voluntades que depende lo que los asociados quieran hacer, que incluso se complica más pues no se establece que figura asociativa es, salvo en el evento en que se decida ser una empresa de servicios públicos domiciliarios en donde se debe tener en cuenta lo dispuesto en la Ley 142 de 1994 |
| 162 | E2024009822 | 7. ¿Qué criterios se utilizan para la discriminación de la cantidad de energía en forma horaria por mercado de comercialización y agente comercializador según el Artículo 22? | | Ver respuesta al comentario 137. |
| 163 | E2024009822 | 8. ¿Cómo se garantiza la transparencia y eficiencia en los pasos y tiempos del trámite de conexión de las comunidades energéticas según el Artículo 8? | | Los procedimientos de conexión son los mismos de la Resolución CREG 174 de 2021, los cuales se diseñaron con base en estudios. En todo caso, serán analizados en regulación posterior para identificar oportunidades de mejora. |
| 164 | E2024009822 | 9. ¿Cuál es el papel del distribuidor en la conexión de las comunidades energéticas al Sistema de Distribución Local (SDL) según el Artículo 32? | | Ver respuesta a comentario 155 |
| 165 | E2024009822 | 10. ¿Qué obligaciones tienen los distribuidores en relación con la conexión de autogeneradores colectivos según el Artículo 32? | | Ver respuesta a comentario 155 |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 166 | E2024009830 | Los activos de conexión desde el proyecto de generación distribuida hasta el medidor del SIN ¿éstos deben ser independientes para cada proyecto o se pueden juntar 5 proyectos de 1MW y conectarlos a la frontera del SIN con una sola línea? | | Se aclara que se mantienen las definiciones de la resolución CREG 015 de 2018 y CREG 070 del 98, en cuanto a los activos de uso y activos de conexión.<br><br>Por lo tanto, en una frontera comercial de generación solo puede asociarse un proyecto al tiempo. |
| 167 | E2024009830 | ¿ Los AC y GDC perderían el beneficio de no pago de potencia reactiva? Esto dado que actualmente los AG con FNCER están exentos del pago de este cobro. Con la normatividad de comunidades energéticas pagarían el cobro con un M=1 durante 2 años. | Se propone eliminar o refutar este artículo 16. | Se aclara que las reglas para el cobro de energía reactiva aplican de acuerdo con las características de cada frontera de los usuarios pertenecientes a la CE de acuerdo con la regulación vigente en la resolución CREG 015 de 2018. La Ley creo las comunidades energéticas y el Decreto 929 de 2023 exonero solo a los AGPE, pero no existen reglas de exoneración a la figura de comunidad energética.<br><br>En todo caso, el tema de reactiva se abordará en regulación independiente en conjunto con los casos de AGPE. |
| 168 | E2024009830 | ¿Esto quiere decir que la remuneración de excedentes para cada usuario se da con base en su capacidad instalada o se hace con base en la capacidad total de todos los proyectos del AC? | | Se aclara que la remuneración de excedentes se realiza de acuerdo con la capacidad instalada del autogenerador colectivo dividido por el número de usuarios miembros de la comunidad. Se incluye en el documento soporte la explicación. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 169 | E2024009833 | Según la ley 1151 del 2007, ARTÍCULO 65. Servicio de Energía Eléctrica en Zonas No Interconectadas. El Ministerio de Minas y Energía diseñará esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas. Para este propósito, podrá establecer áreas de servicio exclusivo para todas las actividades involucradas en el servicio de energía eléctrica.<br><br>Adicionalmente, en las Zonas No Interconectadas la contribución especial en el sector eléctrico, de qué trata el artículo 47 de la Ley 143 de 1994, no se aplicará a usuarios no residenciales y a usuarios no regulados.<br><br>El Gobierno Nacional establecerá una metodología de estratificación exclusiva para el servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas.<br><br>PARÁGRAFO. Para el otorgamiento de subsidios al costo de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas, se pueden tener en cuenta la capacidad de pago de los usuarios en estas zonas, el costo de prestación del servicio y el nivel de consumo.<br><br>No se ve que dentro la propuesta Resolución 701 051 del 2024 se este haciendo referencia a esta ley y que en la audiencia se haya mencionado que efectivamente que no fue tenida en cuenta. Para hablar de ZNI se debe verificar cuales son las leyes que los regulan hasta el día de hoy, cuales se pueden modificar y acotar el | Se sugiere que la Creg indique cual tratamiento de CE en las áreas de servicio exclusivo dadas por la ley 1151 del 2007 articulo 65 o cualquiera que la sustituya o la mencione. | Al respecto se informa que la propuesta regulatoria, no tiene como objeto reglamentar lo previsto en el artículo 65 de la Ley 1151 de 2007 en relación con las áreas de servicio exclusivo ya que el diseño de esquemas diferenciales para la prestación del servicio es competencia del Ministerio de Minas y Energía. No obstante, lo anterior, con el fin de enunciar el marco normativo aplicable a las áreas de servicio exclusivo en la parte considerativa de la resolución se hace mención al artículo 114 de la Ley 1450 de 2011 que establece que “(e)l Ministerio de Minas y Energía continuará diseñando esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas. Para este propósito, podrá establecer Áreas de Servicio Exclusivo para todas las actividades involucradas en el servicio de energía eléctrica”. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | tema de comunidades energéticas teniendo en cuenta las leyes actualmente vigentes y que obviamenete, visto en terminos generales esta ley, hace referencia a un abuso dominante en cuanto a la prestación del servicio y que ya queda en nulidad el articulo al cual se estan refiriendo. | | |
| 170 | E2024009833 | El artículo presenta como tope de tarifa para una CEEP la tarifa del comercializador integrado con el OR del sistema al cual se conecta. Dicha condición podría cumplirse en un principio pero no es claro cuando ese tope se supera en el tiempo. Da derecho al integrante de la CEEP a abandonar la CEEP? | Eliminar esta condición dado que los integrantes de la CEEP ingresan de manera voluntaria y conociendo la tarifa esperada | Ver respuesta al comentario 11. |
| 171 | E2024009833 | EL artículo menciona que la CEEP debe obtener precios por servicios complementarios iguales o inferiores a los que ofrece el prestador del servicio en la frontera. Esta condicion no puede ser exigida sin las consideraciones particulares de cada CEEP. | Eliminar esta condición dado que esto puede no ser cierto en casos en que la CEEP este mejorando la calidad del servicio. | Ver respuesta al comentario 11. |
| 172 | E2024009833 | El artículo establece que cuando se adicione o retire un nuevo usuaio de una CE debe diligenciar un formulario de conexión simplificado, una carta explicando y la suscripción. Preocupa la operatividad de esta condición teniendo en cuenta la cantidad y frecuencia de esa situación al tratarse a nivel de usuario | Entendiendo que no existe obligatoriedad de un usuario al conectarse al servicio de electricidad no es claro para que se requiere este seguimiento uno a uno. Se propone que la CE entregue la información de usuario activos cada mes tal como lo hacen los operadores actuales. | Se aclara que, para realizar el proceso de liquidación y facturación a los usuarios de la comunidad energética, el comercializador que los atiende debe contar con la información necesaria para realizar dichas actividades; en ese sentido, es necesario realizar el proceso descrito en el proyecto de resolución para garantizar su operatividad. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 173 | E2024009833 | Las condiciones del servicio para los integrantes de una CE se reflejaran en el ACE | Las condiciones de calidad del servicio deben ser las mismas de cualquier usuario. | A los usuarios finales de las comunidades energéticas se les aplicarán las mismas reglas de calidad del servicio en el SDL que se encuentran establecidas en la regulación vigente. Por lo tanto, no se considera necesario hacer alguna mención adicional en el ACE. |
| 174 | E2024009833 | Se esta manteniendo la concepción de un AC o GDC que tiene frontera comercial con un SDL y ademas que existe un comercializador. En las ZNI esta no es la concepcion mas comun de CE. | Entendiendo que son sistemas aislados son fronteras con un SDL y en lo que la figura de comerciazador esta integrada con la generación, por lo que esta seria tarea de la CE. | En las Zonas no Interconectadas no se encuentra definido el Sistema de Distribución Local, SDL, en los términos previstos en la regulación vigente para el SIN. Sin embargo, en lo relativo a las ZNI si existe el concepto de Sistemas de Distribución los cuales son operados por el Distribuidor del mercado.<br><br>Por otro lado, se precisa que la definición de Frontera en ZNI prevista en la resolución en cuestión corresponde a un término regulatorio nuevo que se introduce con el fin de armonizar la regulación vigente con las disposiciones de las que trata el Decreto 2236 de 2023 respecto de las Comunidades Energéticas. |
| 175 | E2024009833 | Se debe definir las responsabilidades de las CE en ZNI para que garantice la prestación de servicio dentro los criterios de calidad, seguridad y confiabidad para estas zonas. | Incluir la responsabilidad mencionada. | Tal como se indica en el artículo 4 de la resolución en cuestión a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica que conformen un AC se les aplicarán los criterios generales y mecanismos de protección de deberes y derechos establecidos en la Resolución CREG 108 de 1997 y Resolución CREG 135 de 2021 y todas aquellas que contengan disposiciones relacionadas con la protección de los usuarios. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 176 | E2024009833 | De acuerdo a lo mencionado en el 2236 de 2023 la comunidad puede presentar multiples esquemas conectados al SEN y ustedes citaron dos alternativas la cual una de ellas me esta generando una inconformidad con respesto a lo mencionado en los estudios de conexión simplificados mencionados en la creg 174 del 2021, CNO acuerdo 1545 y el acuerdo 1549 y la creg 075 del 2021 | Ser específicos sobre una normativa de como se debe hacer los estudios de conexión ya que tomando como nodo de carga la fronte comercial para cumplir con la capacidad de los 5MW en la alternativa 2, va generar problemas de estabilidad entre el generador y el punto de frontera comercial y no se va terminar entregado la potencia de los 5MW sino menos, esto impliacaria que alguna de las zonas saliera, generando problemas en la parte de transacción de energia, estabilidad, trasitorios, caida de tensión, entre otros. Falta especificar el tema de las alterntativas de puntos de conexión ya que si hablamos de zonas ZNI, va ser muy complicado buscar que subestación me favorece llegado el caso que sobrepase la carga. | Dado que el proceso de conexión aplica por punto de conexión o frontera comercial, el estudio de conexión aplica de la misma forma. Esto pues con las reglas definitivas solo se puede tener un proyecto por frontera.<br><br>Es así que, aunque se registre un AC con múltiples fronteras, cada una de ellas realiza su proceso de conexión independiente y deben tener estudios de conexión independientes. |
| 177 | E2024009833 | En la medida que se habilita la posibilidad de comunidades energeticas con multiples fronteras, se suguiere revisar y presentar las caracteristicas y procedimientos para la realización, presentación y eveluación del estudio de conexión y de la asignación de capacidad de acuerdo a los "LINEAMIENTOS Y CONTENIDO ESTUDIO DE CONEXIÓN SIMPLIFICADO EN EL MARCO DE LA RESOLUCIÓN CREG 174 DE 2021". | Aclarar | Ver respuesta a comentario 176 |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 178 | E2024009833 | Se exige susribir un contrato de conexion entre el distribuidor en ZNI y quien represente la CE | La CE debe hacer las veces de distribuidor, comercializador y generador porque en las ZNI. Seira importante revisar el TITULO 3 completo analizando dos opciones: ZNI con servicio actual y sin servicio actual. Ambos presentan diferencias sustanciales que seguramnte redundan en regualcion distinta | En cuanto a la suscripción de contratos de conexión, la resolución en cuestión prevé que la obligación de suscripción de dicho contrato entre el generador distribuido colectivo o el autogenerador colectivo, si supera los 100kW de potencia instalada, y el distribuidor.<br><br>No procede la propuesta de ajuste teniendo en cuenta que para el caso de los autogeneradores colectivos sin conexión a algún sistema de distribución (Caso planteado como "sin servicio actual") se deberá cumplir con lo previsto en el artículo 10 de la Resolución CREG 038 de 2018. |
| 179 | E2024009833 | Las CE en ZNI deben realizar la gestion mencionada en la ventanilla unica o aplica solamente en caso de exisitir un OR? | Aclarar | Se aclara que el alcance de la ventanilla única solo contempla la conexión de AC y GDC en el SIN. |
| 180 | E2024009833 | Finalmente y agradeciendo a la Comisión la oportunidad de expresar por este medio nuestras inquietudes y comentarios, queremos solicitar de manera respetuosa que ante la importancia del tema de COMUNIDADES ENERGÉTICAS, se amplie el plazo de socialización y capacitación mediante la celebración de uno o dos talleres adicionales al celebrado el 10/07/2024 en cuyo desarrollo quedó evidenciada la necesidad de tratar con mayor nivel de detalle aspectos técnicos y jurídicos, asi como avanzar en otros pendientes de analizar.<br>Por ejmeplo:Responsabilidad en la operación y mantenimiento de las redes de distribución bien sean regionales o locales a partir de las fronteras comerciales hacia los usuarios finales que formen parte de la CE, así como de aquellos que no lleguen a formar parte de la CE; Responsabilidad del comercializador incumbente frente a los usuarios inmersos en las redes que queden representados por el representante de la | Ampliar por conveniencia manifiesta el plazo de estudio de la propuesta regulatoria para las COMUNIDADES ENERGÉTICAS. | Se aclara que el plazo inicialmente planteado no fue modificado, no obstante, la Comisión recibió comentarios por fuera del mismo y han sido integrados en el análisis. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | CE.<br>Obligatoriedad del "nuevo agente" CE de constituirse en ESP y su obligación de cumplir con el reglamento de comercialización y el código de medida. | | |
| 181 | E2024009835 | En términos generales, destacamos el esfuerzo que ha venido realizando la Comisión para implementar medidas que permitan garantizar la eficiencia del Mercado Mayorista de Energía, así como la formación de precios, en este caso del precio de Bolsa, ya que con ello se tendrá un efecto importante para potenciar la actividad industrial por ende el desarrollo económico del país.<br><br>En este sentido, desde la perspectiva de grandes consumidores de energía eléctrica, acompañamos propuestas que apuntan a alcanzar un mercado más competitivo y la asignación eficiente de los recursos, que permitan mitigar el efecto que tiene la volatilidad de los precios de la energía sobre la competitividad de los procesos productivos.<br><br>Finalmente, consideramos importante hacer énfasis en la necesidad de que las medidas que se tomen para cambiar el funcionamiento del mercado eléctrico continúen siendo regidas por: i) análisis robustos y rigurosos que justifiquen adecuadamente su adopción; y ii) la necesidad de avanzar en soluciones estructurales que permitan contar con el desarrollo de un mercado más flexible (por ejemplo, mercados intradiarios). Esto contribuirá a la sostenibilidad en el tiempo de las medidas que se expidan y por ende a la materialización de los impactos positivos | | El comentario no requiere respuesta. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | que se esperan de las mismas para el mercado. | | |
| 182 | E2024009837 | La aplicación del factor M para una instalación de autoconsumo es inadecuada. Las desproporcionadas penalizaciones por energía reactiva afectarían severamente el cierre financiero de los proyectos de autoconsumo con FNCER. Es bien sabido que si la autogeneración cubre plenamente la demanda de la comunidad, la potencia activa medida en la frontera y el factor de potencia serían casi nulos, y por lo tanto prácticamente el 100% de la energía reactiva consumida/inyectada sería sujeto de una penalización de hasta M=12 veces la tarifa de distribución. En estas circunstancias, los equipos de compensación deberán ser variables y retirar toda la potencia reactiva del sistema de modo que el factor de potencia sea unitario. El costo adicional asociado al sobredimensionamiento de los compensadores afectará severamente la viablidad de los proyectos de transición energética. | Establecer un equema de retribución en COP por kVArh inductivo o capacitivo de la comunidad energética. Establecer un rango de consumo de kVARh sin penalización. No utilizar el factor de potencia (fp<0.9) como criterio de penalización en autogeneradores. | Ver respuesta al comentario 167. |
| 183 | E2024009837 | La aplicación de cargos de distribución y comercialización a los excedentes de la comunidad energética afectará negativamente los cierres financieros de los proyectos de autoconsumo y generación distribuida. Los ahorros asociados al autconsumo deberán cubrir además del CAPEX del FNCER, los peajes y las penalizaciones de energía reactiva. | Eliminar la aplicación de cargos de distribución y comercialización para retribución de excedentes. Validar casos de éxito (como España por ejemplo) en la cual venta de excedentes no esta sujeta a peajes de ningun tipo. | En primer lugar, aclaramos que la actividad de generación o autogeneración se realiza bajo cuenta y riesgo del inversionista. La regulación no tiene le objetivo ni se diseña para que el cierre financiero de proyectos se diseña teniendo en cuenta criterios de venta de energía a precios eficientes.<br><br>Ahora bien, el crédito de energía está diseñado para remunerar o valorar que la red está presente para poder intercambiar energía consumida con la entregada, para esto deben tenerse redes |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | | operativas y alguien debe estar encargado de facturar. No se toma el comentario.<br><br>En todo caso, en el documento soporte se incluye la explicación de los impactos que tiene el crédito de energía que podrían aumentar si las redes se sostienen entre menos usuarios conforme el comentario sugerido. |
| 184 | E2024009840 | 1) Se compromete el desarrollo estructurado de la red de distribución de uso general y se desdibuja la actividad de distribución asignando el desarrollo de microrredes a cargo de las Comunidades Energéticas, las cuales no podrían contar con las condiciones de eficiencia, experiencia e idoneidad que tienen los operadores de red, por lo que se hace necesario garantizar las condiciones técnicas de conexión al interior de la comunidad en aras de lograr la operación segura y confiable del sistema, garantizando de paso, las condiciones de calidad del servicio a los usuarios agrupados en la comunidad energética.<br><br>De manera paralela, en la norma propuesta no es claro cómo será el tratamiento de los activos de uso de propiedad de los operadores de red que hoy se encuentran inmersos en las redes que eventualmente queden contenidas dentro de las comunidades energéticas, al igual que el proceso de conexión de AGRC y GDC, por lo que se hace necesario establecer cómo se reglamentará la actividad de distribución en ellas.<br><br>Por otra parte, para los operadores de red es de suma importancia dentro de sus procesos de planeación y operación | Comentario general para análisis de la CREG | No se entiende el comentario, toda vez que el proyecto regulatorio no contempla cambios en la Administración, Operación y Mantenimiento del sistema de distribución, redes de uso común o las obligaciones y responsabilidad del Operador de Red.<br><br>Aclaramos que la propuesta definitiva hace que se tenga un proyecto por frontera comercial, con lo cual el OR es el encargado de la operación de las redes. No se tienen redes internas reguladas. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | conocer cómo es el crecimiento de dichas comunidades en aras de no afectar a los usuarios que no sean beneficiarios de estas, por lo que se hace necesario su claridad en la norma. | | |
| 185 | E2024009840 | 2) Debido a los impactos de la norma sobre las tarifas de los usuarios, respetuosamente solicitamos un Análisis de Impacto Normativo (AIN) el cual contenga el dimensionamiento de la contribución de las comunidades energéticas al sistema interconectado nacional y se establezca su efecto sobre las tarifas en concordancia con los objetivos de la política pública.<br><br>Igualmente, en el desarrollo de esta norma debe evaluarse y analizarse el uso de tarifas binomias (potencia/energía), en aras de que haya una mejor distribución de los costos de la actividad entre los diferentes usuarios y no solo se beneficien aquellos pertenecientes a las comunidades. | Comentario general para análisis de la CREG | Se aclara que el análisis de impacto normativo es presentado en el documento soporte del proyecto regulatorio. |
| 186 | E2024009840 | ¿Quiere decir esto que las CE se deben constituir como un agente del mercado? ¿Una ESP? | Aclarar | Ver respuesta al Comentario 1. |
| 187 | E2024009840 | *"Las Comunidades Energéticas, en lo relacionado con la prestación de servicios, serán objeto de inspección, control y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos."*<br>¿Cuál es el alcance de esta inspección, control y vigilancia? ¿El mismo que para los demás agentes del mercado? ¿Se consideran las comunidades energéticas como un nuevo agente o empresa de servicios público domiciliarios? | Aclarar | Ver respuesta al Comentario 1. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 188 | E2024009840 | 1. En la resolución no aparece la definición de CEEP<br><br>2. ¿A caso esto quiere decir que no van a pagar energía?: "Que las tarifas por el pago del servicio no sean superiores a las que publica el comercializador integrado con el OR del sistema al cual se conectan, ni podrán tener cobros adiciónales para el suministro del servicio, a los que hubiesen tenido si estuviesen conectados directamente"<br><br>3. ¿El Representante Legal se convertirá en un operador comercial, al ser el que "resuelva sus inquietudes y atienda sus reclamos reclamos respecto de la facturación del servicio" | Aclarar y agregar la definición de CEEP. Tener presente que todo estpa en el acuerdo asociativo | Ver Respuesta al comentario 11. |
| 189 | E2024009840 | ¿Acaso las comunidades energéticas pueden vender a MNR? "Las CE que tengan por objeto la comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados o no regulados" | Aclarar | Se aclara que en cumplimiento de la Ley 142, las CE que tengan por Objeto la Comercialización de energía y que así se constituyan cumpliendo con la normatividad vigente pueden vender energía a usuarios regulados y no regulados, dando cumplimiento a lo establecido en la regulación para tal fin. |
| 190 | E2024009840 | *"Atender las solicitudes de prestación del servicio de energía eléctrica de los Usuarios Potenciales."*<br>¿A qué tipo de solicitud se refiere? ¿A cuáles usuarios potenciales? ¿El representante de la comunidad energética tendría entonces la potestad para asignar nuevos puntos de conexión? | Aclarar | Se aclara, que esta condición solo aplica para las comunidades energéticas tipo CEEP, las demás tipologías de CE continuaran con lo establecido en las resoluciones 156 y 157 de 2011 y la 075 de 2021, en las cuales el responsable de atender y asignar la capacidad de la red es el OR. Esta regla no se considera en la resolución definitiva. |
| 191 | E2024009840 | *"Los usuarios existentes que requieran su conexión como AC no requieren del cumplimiento de este literal."*<br>¿Cuál es el alcance de la exclusión del cumplimiento para usuarios existentes? ¿En el caso de un usuario ya existente que quiera convertirse en autogenerador | Aclarar | Se aclara que la exclusión se refiere a los usuarios existentes que se vinculen a un AC. Ahora, las condiciones para las fronteras comerciales, nuevas o existentes que se deseen hacer parte de un AC son las descritas en el proyecto regulatorio. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | colectivo, ¿qué condiciones entonces debería cumplir? | | |
| 192 | E2024009840 | *"La capacidad instalada o nominal individual se debe declarar para cada uno de los puntos de conexión donde se tendrá conexión al Sistema de Distribución Local, SDL."*<br>¿Se debe constituir una CE para cada una de las fronteras? ¿Desaparecen las fronteras individuales? ¿Aparecerían fronteras multiusuario? En caso de que sí, ¿quién asume los costos de distribución que antes se asumían individualmente? Si se constituye una sola frontera, ¿en qué punto debe estar? | Aclarar | Se aclara que todos los usuarios miembros del AC deben contar con una frontera comercial individual. |
| 193 | E2024009840 | *"En cada punto de conexión el AC podrá solicitar el cambio de medidor a uno bidireccional horario o a uno de medición avanzada"*. 'Podrá', es decir, en caso de que no quiera, ¿puede no hacerlo? ¿En qué casos podría no hacerlo? Se propone 'el AC **deberá** solicitar el cambio de medidor'. ¿A cargo de quién está el costo del medidor? | Aclarar | Se aclara que en el caso en que en el punto de conexión ya se cuente con dicho medidor con las características descritas no es necesario realizar el cambio. Adicionalmente, en cumplimiento de la normatividad vigente el usuario también puede cambiar el medidor por su cuenta. |
| 194 | E2024009840 | Este modelo habilita las fronteras con transacciones a niveles de energías superiores al consumo real del cliente final. Permite que una red de que en principio puede ser de uso se convierta de conexión "*descremando*" el mercado de distribución de OR incumbente e imposibilitando la elección de cliente final de otro comercializador. En el evento que un usuario de la comunidad quiera salir de ella la red existente es la de la comunidad energética sería necesario el despliegue de otra red para la conexión del cliente final. | Esos activos que se crean aguas debajo de una frontera deben ser de uso y ser desarrollados por el operador de red. Se solicita crear el capítulo de expansión al interior de la comunidad energética y que señale que esas nuevas conexiones deben ser aprobadas por el operador de red. Cualquier desarrollo de red tiene que cumplir RETIE. | Ver respuesta al comentario 11.<br><br>Aclaramos que por frontera la regla queda que solo será un usuario. No se permiten conexiones a nivel interna entre usuarios. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | Podría entonces al interior de la comunidad energética existir otra distribución y otras transacciones con los activos que originalmente eran de uso. | | |
| 195 | E2024009840 | ¿Cómo se gestiona la potencia en el horario a los que no están pagando?¿Sería posible entonces incluir un reconectador, por ejemplo, como un activo de uso, para hacer la gesitón de la potencia en los horarios pertinentes? | Aclarar | No se entiende el comentario. |
| 196 | E2024009840 | ¿Se deben crear entonces contratos de conexión con todas las CE sin importar su capacidad? | Aclarar | Los agentes y usuarios deben contar con el respectivo contrato de conexión, dependiendo de la regulación que le aplique a su caso. |
| 197 | E2024009840 | ¿Que valor se debe considerar como en "exceso"? "Energía Reactiva. Por cada punto de conexión al SDL se determinarán los costos por el transporte de energía reactiva en exceso sobre los límites de que trata la Resolución CREG 015 de 2018" | Aclarar | Se aclara que los límites de transporte de energía reactiva no se modifican en el proyecto regulatorio.<br><br>En todo caso, el tema se estudiará con el Decreto 929 de 2023 en regulación independiente. |
| 198 | E2024009840 | Aclarar a aplicación del articulo para usuarios existentes que deciden conformar una CE con multiples puntos de conexión al SDL. Según el documento soporte se establece que para CE con multiples puntos de conexión *"las comunicades están conformadas por individuos que se conectan de manera particular a la red y por tanto se considera que cada uno de ellos debe aplicar la normatividad vigente relacionada con el tratamiento de la energía reactiva.",* sin embargo no es explicito que para este tipo de CE los usuarios ya | Dejar explicita la aplicación del factor M=1 durante 24 meses solo para CE con un nuevo y único Punto de Conexión al SDL. | Se aclara que las reglas para el cobro por el transporte de energía reactiva aplican por cada frontera comercial o punto de conexión.<br><br>En todo caso, el tema se estudiará con el Decreto 929 de 2023 en regulación independiente. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | conectados mantendran la varación del factor M segun lo establecido en la Resolución CREG 199 de 2019 y no estaran sujetos a un valor de M=1 durante 24 meses. | | |
| 199 | E2024009840 | ¿Para la valoración horaria se tendrá la obligación de instalar un medidor con medición horaria? | Aclarar | En el artículo 37 de la resolución en cuestión no se especifica que el medidor debe ser horario, tal como lo describe en literal e) del artículo 8 de la resolución CREG 038 del 2014. |
| 200 | E2024009840 | Refiere esto entonces, a que la página web implementada por cada OR con base en la CREG 174 de 2021 debe integrarse a la ventanilla unica de MINMINAS descrita allí? debe eliminarse la de Enel y construirse integraciones a nuestros sistemas de información? En cualquier de los costos la inversión de estos desarrollos como serian reconocidos? | Mantener el flujo normal de solicitud de conexión para AGPE, AGGE Y GD de acuerdo con la CREG 174 de 2021, y generar o actualizar la reporteria pertinente a las unidades de control. | No se entiende el comentario y la interpretación realizada al proyecto regulatorio. |
| 201 | E2024009840 | Si bien ya existen marcos regulatorios para los procesos de conexión con las Resoluciones CREG 174 de 2021 y CREG 075 de 2021, dentro de estos procesos no es claro como se deberían tramitar las solicitudes por parte de las comunidades energeticas. Adicionalmente teniendo en cuenta que una comunidad energética puede estar dispersa en un sistema al tener varios puntos de conexión se requerirá que se aplique el procedimiento para cada punto. | 1.Se recomienda establecer para las CE que se conecten al SIN que cualquier solicitud de incorporación de un nuevo usuario o de un incremento en la capacidad de generación distribuida o autogeneración deberá ser realizado por el Representante de la Comunidad Energética ante el OR o TR y deberá cumplir con los procedimientos establecidos por las resoluciones mencionadas según sea el caso. En todo caso, respetando las capacidades máximas de los puntos de conexión. | Se aclara que el procedimiento de conexión se realiza para cada punto y debe cumplir con los requerimientos de acuerdo con la resolución CREG 174 de 2021 y CREG 075 de 2021 según aplique. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | 2. Se recomienda que si una CE tiene varias fronteras, éstas solo puedan estar en un mismo OR con el fin de evitar condiciones operativas y de intercambio entre OR's que incrementen la complejidad de la operación y las coordinaciones con los recursos de GDC y AC. Todo esto sin perjuicio de que un mismo representante de una CE pueda representar otra CE en otro OR agrupando el beneficio pero separando los puntos de conexión por OR o TR o ZNI.<br>3. Uno de los objetivos establecidos en el articulo 2.2.9.1.2 del decreto 2236 de 2023 es mejorar la eficiencia reduciendo las pérdidas. Se debe establecer alguna forma de realizar este control, pues al existir la posibilidad de tener fronteras dispersas se puede concentrar el recurso de generación lejos del centro de consumo produciendo incrementos en las pérdidas por transporte de energía que serían asumidas por los usuarios de los sistemas de transporte y no directamente por la CE transfiriendo estos costos a otros usuarios no beneficiarios de la CE. | |
| 202 | E2024009840 | Es importante que se establezca un mecanismo para que las CE que se conectan al SIN remuneren la disponibilidad de la red, de esta forma se evita que se deban reservar capacidades de la red para atender los momentos en los que los sistemas de generación de la CE queden indisponibles ya sea por falta de recurso, salidas forzadas o salidas programadas. Al | Solicitamos a la CREG aclarar el mecanismo a aplicar para cobro de respaldo de la red de la CE, para evitar que, por ejemplo, un usuario totalmente autosuficiente se refleje como una disminución de carga y que a su vez se deban tener activos operativos con baja carga para atender una eventual | Este tema se analizará en conjunto con el Decreto 1403 de 2024 en regulación independiente.<br><br>Mientras tanto, aplicará el contrato de respaldo conforme la Resolución CREG 015 de 2018. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | tomar este mecanismo, se reduce el riesgo de mayores tarifas. | indisponibilidad de los recursos de generación de la CE. | |
| 203 | E2024009840 | No es claro cómo se evaluará la calidad del servicio, por ejemplo una CE puede tener múltiples fronteras, como está redactado el texto se interpreta que si una CE tiene por ejemplo 5 usuarios para efectos de los indicadores de calidad solo se cuenta 1 | Se recomienda que cada usuario beneficiario de la prestación del servicio de la CE tenga su contabilización independiente de los indicadores de calidad. Se debe realizar el ajuste para que las CE con múltiples puntos de conexión puedan reflejar esta condición. | Ver respuesta al comentario 31. Se aclara que cada usuario miembro de la comunidad energética deberá contar con frontera comercial independiente. A los usuarios finales de las comunidades energéticas les serán aplicables las mismas reglas de calidad el servicio en los SDL que existen para cualquier usuario del SIN. |
| 204 | E2024009840 | Considerando que una CE puede tener múltiples puntos de conexión y que la generación no necesariamente estará en donde esté la demanda, se crea una exigencia de calidad sobre las redes superior a los estandares para los que actualmente se pueden tener principalmente en los SDL | Se recomienda ajustar indicando que la indisponibilidad para inyectar excedentes se debe evaluar por cada punto de conexión de AC, es decir que si la CE tiene múltiples fronteras con AC solo se aplicará el esquema por punto de conexión. | Ver respuesta al comentario 31. Adicionalmente, ante las indisponibilidades de red para la entrega de excedentes se aplicará lo dispuesto en el numeral 5.2.8 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 que establece que en el contrato de conexión se debe incluir una cláusula en la que definan las condiciones acordadas de compensación por estas indisponibilidades. |
| 205 | E2024009840 | Literal e, "La ventanilla de que trata la Resolución CREG 174 de 2021 deberá incluir las solicitudes de conexión de los potenciales AC y GDC". La ventanilla a la que hace referencia este literal es la ventanilla única de la UPME o el sistema de trámite en línea que implementó cada OR para recibir las solicitudes de conexión, no es claro. En caso que sea el sistema de trámite en línea, no se especifica un tiempo de transición para realizar los ajustes necesarios para incluir solicitudes de AC y GDC. | Aclarar | No se observa que deba tenerse un tiempo de transición para ajuste del sistema del OR. Pues se usa exactamente el mismo procedimiento, solo adicionando alguna otra documentación. Es decir, no se observa que un proyecto en una frontera que pertenece a un AC, el cual es constituido con equipos de generación, es diferente a un AGPE que también está constituido por equipos de generación.<br><br>En cuanto a la ventanilla, está la diseñara la entidad o a quien encargue el ministerio de minas y energía. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 206 | E2024009840 | El proyecto de resolución no contempla un procedimiento a seguir en caso que en una CE no se preste en forma permanente el servicio de energía ni tampoco cuando sea insostenible. | Se sugiere que la CREG establezca un mecanismo de prestación de última instancia bajo criterios de eficiencia, competencia, cobertura, calidad y expansión sostenible de los sistemas. | Ver respuesta al comentario 98. |
| 207 | E2024009840 | 1. ¿A qué se refiere con que los usuarios de CEEP puedan obtener servicios complementarios con precios iguales o inferiores a los que ofrece el prestador del servicio que atiende la frontera de conexión?<br>2. Sobre este artículo, en que se propone que la aplicación de los deberes y derechos establecidos en la Res. CREG 108 de 1997 y sobre otros asuntos entre la relación empresa-usuario sea excepciónal para las CEEP, es ambigua la definición de deberes de las CEEP. | 1. Especificar cuáles son los servicios complementarios.<br>2. Se sugiere revisarlo/modificarlo considerando que dicha resolución de 1997 brinda garantías a las partes (OR y usuarios), por tanto, es importante aclarar los deberes de las CEEP dado que en el proyecto solamente se plasman 4 derechos. | Ver respuesta al comentario 11. |
| 208 | E2024009840 | Desde Enel Colombia entendemos y apoyamos al gobierno en la generación de nuevos esquemas de comercialización de energía, en especial aquellos en donde se tenga mayor participación por parte de los usuarios. El problema y objetivo dispuestos en el documento soporte de la norma es “armonizar la normatividad que corresponda para permitir la operación de las comunidades energéticas, compilando la regulación existente y desarrollando los elementos nuevos que correspondan”. | Encontramos que es necesario aún articular la resolución propuesta con otras disposiciones vigentes donde se incluyan todos los aspectos de comercialización y distribución. | Se aclara que el objetivo del proyecto es armonizar la regulación para la integración de las comunidades energéticas en cumplimiento de lo establecido en el decreto 2236 de 2023. En caso de tener comentarios específicos agradecemos comunicarlos a la Comisión. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 209 | E2024009840 | Entendemos que el objetivo de Comunidades Energéticas (CE) propuesto por el Gobierno Nacional, tiene como propósito, habilitar nuevos mecanismos, a las comunidades de usuarios vulnerables para facilitar su abastecimiento de energía mediante el concepto de democratización de la energía. Por lo que la reglamentación propuesta de Comunidades Energéticas se orientó a que estas pudiesen generar y comercializar la energía esencialmente para abastecer a los miembros de tales comunidades. | Aclarar | Se aclara que los objetivos de las comunidades energéticas fueron establecidos en el decreto 2236 de 2023 y no hacen parte del proyecto regulatorio. |
| 210 | E2024009840 | Se compromete el desarrollo estructurado de la red de distribución de uso general y se desdibuja la actividad de distribución asignando el desarrollo de microrredes a cargo de las Comunidades Energéticas, las cuales no podrían contar con las condiciones de eficiencia, experiencia e idoneidad que tienen los operadores de red, por lo que se hace necesario garantizar las condiciones técnicas de conexión al interior de la comunidad en aras de lograr la operación segura y confiable del sistema, garantizando de paso, las condiciones de calidad del servicio a los usuarios agrupados en la comunidad energética. | Aclarar | Ver respuesta al comentario 184. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 211 | E2024009840 | Por otra parte, se sugiere que el documento soporte realice un Análisis de Impacto Normativo (AIN) que mida el efecto tarifario que la propuesta implicará para los usuarios que no accedan a la AGPE o a las comunidades energéticas, enfrentándolos a tarifas más elevadas. Con el fin de modular los impactos tarifarios para los usuarios que no accederán a este esquema, en línea con estos objetivos del decreto, se solicita limitar la constitución de CE a un número mínimo de usuarios que cumplan la definición de "Condiciones de Vulnerabilidad" dispuesta en el Decreto 2236 de 2023. | Comentario general para análisis de la CREG | Se incluye en el análisis de impacto la afectación en el CU aproximada. |
| 212 | E2024009840 | Se deja a la interpretación de los comercializadores y distribuidores la liquidación de los créditos, excedentes de energía y el proceso de conexión de AGRC y GDC. Observamos de manera positiva, establecer como referencia para el precio de compra el valor Mc del mercado, en reemplazo del precio de bolsa, siendo esta una señal que asegura ingresos estables a los auto productores con excedentes. | Aclarar para que no quede a interpretación de los comercializadores y distribuidores la liquidación de los créditos, excedentes de energía y el proceso de conexión de AGRC y GDC. | Se aclaran las fórmulas para la liquidación de los excedentes tipo 1 y tipo 2 en la resolución definitiva. |
| 213 | E2024009840 | No hay claridad sobre la relación de importación de energía entre la Comunidad Energética y el comercializador que la representa, en especial al contrato que los rige, en el texto del proyecto de Resolución se evidencia que existe una relación jurídica independiente entre el Comercializador y la Comunidad Energética como persona jurídica o natural. | Se solicita la revisión de este aspecto y aclarar que los usuarios al interior de la Comunidad Energética no tienen una relación jurídica directa o indirecta con el agente comercializador que a su vez vende energía a esta, entendido como un agente independiente que agrupa usuarios aguas abajo. | En cuanto a la conformación de la comunidad energética ver respuestas a los comentarios 1 y 2. En cuanto a la relación contractual entre el comercializador y los usuarios miembros de un AC, se aclara que los mismos conservan su calidad de usuarios de acuerdo con lo establecido por la ley 142 de 1994 y por consiguiente el contrato de prestación del servicio. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 214 | E2024009840 | Frente a la sostenibilidad de las CE, la normativa vigente únicamente orienta las posibilidades de inversión en las CE, pero no garantiza que estas sean sostenibles y aseguren la prestación del servicio a los usuarios de la CE en condiciones de calidad y seguridad similares a las de los usuarios del sistema interconectado nacional, tampoco es previsible que en caso de que estas presentasen problemas de existencia, quién tendría la responsabilidad de atenderlas. La efectividad y sostenibilidad de las CE dependen de la porción de mercado que estas puedan adquirir en el futuro. | Incorporar la sostenibilidad dentro de la regulación de las comunidades energéticas. | Se aclara que el alcance del proyecto regulatorio es definir los mecanismos de liquidación de los excedentes de los AC y los GDC con criterios económicos y de eficiencia conforme el producto entregado. También define los procedimientos de conexión y operación.<br><br>Así mismo, la Comisión se encarga de definir lo anterior, pero no define la regulación para que sea viable algún tipo de inversión, esto es a cuenta y riesgo de los inversionistas.<br><br>En cuando a las condiciones de prestación del servicio, calidad y seguridad, se modifica la regla para que por frontera comercial se tenga un miembro de la CE, así el responsable hasta la frontera lo mantiene el OR. |
| 215 | E2024009840 | La regulación propuesta no aborda adecuadamente los desafíos relacionados con la expansión y la informalidad del sector, ni presenta soluciones viables a mediano y largo plazo. | Es fundamental que se realicen ajustes que aseguren no solo la viabilidad económica, sino también la sostenibilidad ambiental y social de las Comunidades Energéticas en Colombia. | Se aclara que la sostenibilidad ambiental y social no hace parte del proyecto regulatorio.<br><br>Si se refiere a expansión de comunidades en el SDL sin que estén conectados al sistema y que no se regulen, se modifica la regla para que por frontera comercial se tenga un miembro de la CE, así el responsable hasta la frontera lo mantiene el OR, así mismo de la expansión del sistema de distribución. No se pueden tener dos miembros por frontera. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 216 | E2024009840 | Respecto al caso general de Comunidades Energéticas con una sola frontera comercial, nuestro entendimiento del proyecto de resolución es que este permitiría integrar CE y comunidades energéticas constituidas con base en las estructuras de Gobierno Propio de los Pueblos y Comunidades Indígenas y de las comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras que se constituyan como Comunidades Energéticas (CEEP), en donde la red de uso solamente llega hasta el punto de conexión de la frontera, es decir, sería aplicable a zonas especiales existentes de barrios subnormales. Sin embargo, es de preocupación que el proyecto de resolución permitiría aprobar conexiones y desarrollar nuevos activos eléctricos al responsable de la Comunidad Energética que escapan al control del operador de red (OR), aunado a que no se especifica el cumplimiento de reglamentos técnicos. | En el entendido que no es deseable perpetuar el desarrollo de barrios mal llamados “subnormales”, dado que todo desarrollo de red debe seguir unas pautas constructivas y unos procedimientos técnicos de definición de la expansión en barrios debidamente autorizados por las entidades municipales correspondientes, se solicita emitir una señal que oriente a la normalización de las redes de los “barrios subnormales” y limite la constitución de zonas especiales subnormales, desarrollando planes de pérdidas entre otros mecanismos de normalización a cargo del distribuidor. | Ver respuesta al comentario 11, 214 y 215. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 217 | E2024009840 | Sobre el caso general de comunidades energéticas con más de una frontera comercial, se entiende aplicable a usuarios finales conectados a la red de uso, siguiendo las normas vigentes en la actualidad. | i) Aclarar la aplicabilidad de las reglas de cálculo de respaldo, pues no necesariamente la regla del capítulo 10 de la Resolución CREG 015 de 2018 es aplicable directamente a este caso general según sea la capacidad de generación en relación con la carga aprobada a cada inmueble, considerando además que no todos los usuarios existentes en la CE van a instalar un sistema de generación;<br>ii) En las reglas de fronteras se debe exigir medidor bidireccional o AMI horario según sea el caso, ya que admitir que un usuario pueda mantener el medidor convencional, le impediría al comercializador, realizar una liquidación horaria de créditos y excedentes a la red,<br>iii) Se solicita incluir un capítulo denominado Expansión, en el que entre otras quede establecido que el único agente autorizado para aprobar nuevas conexiones en todos los casos de Comunidades Energéticas es el distribuidor u operador de red, mediante la aprobación de una factibilidad del servicio. | i) Se aclara que las reglas de respaldo para los AGC aplican de acuerdo con la capacidad de cada punto de conexión.<br>ii) Se aclara que el proyecto regulatorio ya contempla este requisito.<br>iii) Se aclara que el proyecto regulatorio no modifica las obligaciones en expansión del sistema de distribución a cargo del OR. Ver como complemento respuesta preguntas 214 y 215. |
| 218 | E2024009840 | Con relación al cálculo de créditos y excedentes entregados al SIN por la CE, aunque el documento soporte orienta dos casos generales para realizar la liquidación de créditos y excedentes entregados a la red por parte de las comunidades energéticas: | i) Falta especificar los detalles de las formulaciones dispuestos en el proyecto de resolución, de manera que se pueda establecer sin lugar a interpretaciones el modelo de cálculo que permita a un comercializador en cualquiera de estos dos casos asignar los créditos y excedentes a cada usuario final. En general, es insuficiente exponer | Respecto al literal i) Se aclara en la resolución que la distribución del porcentaje de distribución al interior de la comunidad energética se refiere únicamente a los excedentes no a los consumos, por lo cual se aclara. Adicionalmente, considerando que las reglas establecidas en la resolución CREG 174 de 2021, incluidas las modificaciones propuestas en el proyecto regulatorio, las cuales son lo suficientemente detalladas y aplicadas por cada frontera |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | lineamientos generales y luego hacer referencia a artículos de la Resolución CREG 174 de 2021, pues queda a interpretación de cada agente comercializador la aplicación de estos esquemas de liquidación para abonar a cada usuario final individual los créditos y los excedentes a su cuenta,<br>ii) Es necesario establecer por vía regulatoria que los miembros de la comunidad energética formen parte de un mismo mercado de comercialización o SDL, con el fin de hacer posible que un mismo comercializador pueda liquidar créditos de energía y retribuir excedentes a cada uno de los miembros de la misma comunidad energética,<br>iii) Se sugiere revisar la aplicabilidad del Porcentaje de Distribución de los Excedentes y Consumos (PDEC) de la CE, los cuales no necesariamente deben responder al mismo porcentaje de distribución para consumos y producción de excedentes de cada inmueble, a la vez que debe considerar que este índice teórico al momento de registrar los usuarios de la CE ante el distribuidor puede evolucionar o cambiar con la puesta en operación de cada proyecto. | comercial, entonces entendemos que la propuesta permite realizar la liquidación para cualquier usuario de la comunidad energética, no se consideran necesarias realizar modificaciones adicionales. Lo anterior aclarando que esto aplica en cada frontera comercial y por miembro de la CE que sea usuario constituido.<br><br>Respecto ii) Se acepta el comentario y se incluye en la resolución. De hecho, esto es un criterio establecido en la Resolución UPME 501 de 2024.<br><br>Respecto al literal iii) ver respuesta al literal i), adicionalmente se aclara, que los cambios en los porcentajes de distribución de excedentes deberán ser comunicados al operador de red en el proceso de conexión, y este deberá informarlo al comercializador de forma oportuna para realizar la liquidación correspondiente.<br><br>iii) se incluye en la resolución. Se aclara que el porcentaje de distribución solo aplica a los excedentes, los consumos por frontera individual no se pueden repartir. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 219 | E2024009840 | En relación con la expansión y desarrollo de red a cargo de Comunidades Energéticas, en el artículo 11 se hace referencia a las resoluciones 070 de 1998 y 015 de 2018, en su explicación se refiere en forma general a las Comunidades Energéticas, atribuyéndoles "…la remuneración por los activos eléctricos al interior de la CE será la resultante del común acuerdo entre las partes, lo cual deberá ser registrado en el ACE…" y en referencia a las redes "…lo relacionado con los activos eléctricos al interior de la comunidad, su manejo y toda la responsabilidad asociada con los mismos es de la misma comunidad energética. Estas actividades no corresponden a la actividad de distribución de energía eléctrica…".<br>En principio se entendió que las CE energéticas realizarían transacciones comerciales sin obviar la red de distribución, no obstante, con la regla propuesta se distorsiona el esquema de desarrollo de la red de distribución (la expansión de activos de uso para habilitar el servicio de más de un usuario). | Se solicita a la Comisión de manera respetuosa considerar que, de acuerdo con lo definido en el numeral 2.2.9.1.8 del Decreto 2236 de 2023, las CE tienen por objeto generar, comercializar y usar en forma eficiente la energía de forma comunitaria, por lo cual la propuesta regulatoria excede lo dispuesto en el Decreto, ya que este no habilitó el rol de Distribuidores a los representantes de estas comunidades. | Ver respuesta al comentario 11.<br><br>En ese sentido, de acuerdo con lo expresado todos los usuarios integrantes de un AC y los puntos de conexión de un GDC deben tener fronteras comerciales independientes. Teniendo en cuenta este esquema, se aclara que las responsabilidades de los agentes existentes en la regulación no se modifican en este proyecto regulatorio.<br><br>Así las cosas, las responsabilidades respecto a la expansión, administración, operación y mantenimiento de la red de uso común se mantienen en el operador de red conforme a la regulación vigente y no se modifican para la integración de los AC y GDC, al contrario, producto de esta integración se espera un rol activo del OR para gestionar el acceso a la capacidad de la red de estos, planear la red necesaria para su integración y mantener la calidad en la prestación del servicio. Adicionalmente, se aclara que los impactos en la actividad de distribución de energía eléctrica por la integración de las comunidades energéticas serán analizados en el marco de la revisión que realiza la comisión para su actualización. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 220 | E2024009840 | Sobre la comercialización a cargo de Comunidades Energéticas, se plantea la facultad de realizar la Comercialización de energía por parte de estas comunidades energéticas sin establecer que como función principal estas deben abastecer un conjunto mínimo de usuarios en condiciones de vulnerabilidad. Vale mencionar que en cumplimiento del artículo 2.2.9.1.2 del Decreto 2236 de 2023, en los literales c), d), f), g) y h), las CE deben cumplir unos objetivos relacionados con la atención de comunidades en condiciones de vulnerabilidad y según el artículo 2.2.9.1.8 del mismo decreto, las actividades de las CE deben realizarse de manera comunitaria. | Por otra parte, se sugiere que el documento soporte realice un Análisis de Impacto Normativo (AIN) que mida el efecto tarifario que la propuesta implicará para los usuarios que no accedan a la AGPE o a las comunidades energéticas, enfrentándolos a tarifas más elevadas. Con el fin de modular los impactos tarifarios para los usuarios que no accederán a este esquema, en línea con estos objetivos del decreto, se solicita limitar la constitución de CE a un número mínimo de usuarios que cumplan la definición de “Condiciones de Vulnerabilidad” dispuesta en el Decreto 2236 de 2023.<br><br>El desarrollo adecuado de estos factores esenciales para la actividad de distribución y el impacto tarifario de estas disposiciones tan amplias es esencial para armonizar en forma ordenada el desarrollo de CE dentro de la cadena del servicio eléctrico existente. | Se incluye análisis de impacto en el documento soporte<br><br>En cuanto a un mínimo, se incluye un cambio en el cual debe existir un número mínimo de usuarios para poder aplicar al crédito de energía que intercambia a Cv del CU la energía consumida y entregada. Este límite es para evitar que usuarios grandes se beneficien y que podría favorecer a aquellos más vulnerables (siempre y cuando apliquen al esquema de AC) |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 221 | E2024009840 | La resolución debe hacer explícitas reglas de trazabilidad (por ejemplo) para usuarios existentes, de tal manera que impidan la utilización de los mecanismos de CE para evitar el cumplimiento de las exigencias del mercado, tal es el caso de: 1) la exención por 2 años del incremento del factor M para determinar el cobro del transporte de energía reactiva, este beneficio sólo debería aplicar a usuarios vulnerables. En el caso de usuarios industriales, estos deben mantener las condiciones de cumplimiento del régimen del mercado de origen, 2) hacer referencia al artículo 29 de la Resolución CREG 174 de 2021 que limita al fraccionamiento de proyectos de generación a tipo AGRC para evitar comportamientos oportunistas de los agentes, 3) Conformación de comunidades CEEP haciendo explícito que al menos el 51% corresponda a personas (u hogares) que cumplan esta condición. | La resolución debe hacer explícitas reglas de trazabilidad (por ejemplo) para usuarios existentes, de tal manera que impidan la utilización de los mecanismos de CE para evitar el cumplimiento de las exigencias del mercado, tal es el caso de: 1) la exención por 2 años del incremento del factor M para determinar el cobro del transporte de energía reactiva, este beneficio sólo debería aplicar a usuarios vulnerables. En el caso de usuarios industriales, estos deben mantener las condiciones de cumplimiento del régimen del mercado de origen, 2) hacer referencia al artículo 29 de la Resolución CREG 174 de 2021 que limita al fraccionamiento de proyectos de generación a tipo AGRC para evitar comportamientos oportunistas de los agentes, 3) Conformación de comunidades CEEP haciendo explícito que al menos el 51% corresponda a personas (u hogares) que cumplan esta condición. | 1) No se acepta el comentario, toda vez que existen normas de carácter superior que establecen trato diferenciado en el trasporte de energía reactiva.<br><br>2) Se aclara que en el caso de los autogeneradores distribuidos colectivos, de acuerdo con los lineamientos dados por el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 y el decreto 2236 de 2023, se permite la liquidación colectiva de los excedentes, por tanto, no existe un incentivo para realizar el fraccionamiento de los proyectos de generación. En todo caso no se permite conexión entre redes internas, por lo tanto, continúa aplicando el fraccionamiento. Aquel que desee ser parte del AC debe tener sus propios equipos de generación.<br><br>3) ver respuesta a pregunta 220 |
| 222 | E2024009840 | En cuanto al proceso de conexión, si bien apoyamos los lineamientos para discriminar positivamente comunidades del tipo CEEP se sugiere que se haga explícita la definición de esta sigla en el artículo 3 de la norma, además que a efectos de verificar su existencia se establezca cuál es el documento que permite certificar que una persona o grupo de personas hace parte de este segmento de población y la permanencia de este en un inmueble (NIU) para que pueda ser vinculado al servicio | Se sugiere que se haga explícita la definición de esta sigla en el artículo 3 de la norma, además que a efectos de verificar su existencia se establezca cuál es el documento que permite certificar que una persona o grupo de personas hace parte de este segmento de población y la permanencia de este en un inmueble (NIU) para que pueda ser vinculado al servicio prestado por el comercializador o distribuidor. | No se necesitará el uso de la sigla CEEP. Ver respuesta al comentario 11. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | prestado por el comercializador o distribuidor. | | |
| 223 | E2024009846 | En relación al Artículo 17 de la Resolución CREG 701 051 de 2024, específicamente el punto 1, que establece: "1. Para AC con capacidad instalada o nominal por usuario menor o igual a 100 kW, aplica lo establecido en el numeral 1 del artículo 25 de la Resolución 174 de 2021." Quisiera respetuosamente señalar que la frase "por usuario" en este contexto podría dar lugar a interpretaciones erróneas o inconsistentes. Esta redacción podría interpretarse como que se deben considerar las capacidades instaladas individuales de cada miembro del AC, en lugar de una capacidad representativa o promedio del AC en su conjunto. Tal interpretación podría llevar a:<br>Una aplicación compleja de la norma, donde diferentes miembros de un mismo AC podrían estar sujetos a distintas reglas de reconocimiento de excedentes. | Respetuosamente, solicitamos considerar una modificación en la redacción de este punto para evitar posibles interpretaciones erróneas. Proponemos que se modifique de la siguiente manera:<br>"1. Para AC con capacidad instalada o nominal **promedio por usuario** menor o igual a 100 kW, aplica lo establecido en el numeral 1 del artículo 25 de la Resolución 174 de 2021."<br>La inclusión de la palabra "promedio" aclararía que se debe considerar la capacidad promedio de los usuarios del AC, no las capacidades individuales. Donde promedio será la sumatoria de la capacidad instalada o nominal individual de los usuarios autogeneradores que conforman el AC dividido entre la cantidad de usuarios autogeneradores | Se aclara la definición de la capacidad instalada por frontera o para uso comercial en la resolución definitiva. |
| 224 | E2024009846 | El “Artículo 16. Energía Reactiva. menciona: Por cada punto de conexión al SDL se determinarán los costos por el transporte de energía reactiva en exceso sobre los límites de que trata la Resolución CREG 015 de 2018, considerando un factor M igual a 1 durante los 24 meses contados a partir de su conexión al SDL.” El parágrafo 2 del artículo 4 del Decreto 929 de 2023, establece que los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de FNCER están exentos del cobro de energía reactiva, pero con el artículo 16, los usuarios que se constituyan en AC estarían perdiendo esta exención, lo | Respetuosamente, solicitamos hacer extensiva la exención sobre el cobro de energía reactiva a los AC. | Se aclara que el decreto 929 de 2023 continua vigente y no hace parte del alcance del proyecto regulatorio y aplica a AGPE. Las CE son una figura diferente. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | cual se convierte en un desinsentivo para constituirse en AC, | | |
| 225 | E2024009846 | En el documento CREG-901 099 de 2024 se considera en los esquemas generales de AGRC que los usuarios deben pertenece a un mismo SDL, sin embargo, esto no está explícitamente dicho en la resolución. | Sugerimos modificar, Autogeneración Colectiva (AGRC). Actividad realizada por la comunidad energética que produce energía, principalmente, para atender su propia demanda de energía, pertenecen a un mismo SDL y son atendidos por un mismo comercializador. En el evento en que se generen excedentes de energía a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la CREG para tal fin. Autogenerador Colectivo (AC). Usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos que constituyen una comunidad energética para desarrollar la actividad de autogeneración colectiva, pertenecen a un mismo SDL y son atendidos por mismo comercializador. | Se realiza el ajuste en la definición de AC indicando que todos los usuarios miembros del AC deben ser atendidos por un mismo comercializador. |
| 226 | E2024009846 | ¿Puede un mismo usuario con una sola frontera hacer parte de varias comunidades energéticas ó deberá tener una frontera independiente para cada comunidad energética de las que haga parte? | | Se aclara que un usuario solo puede hacer parte de un Autogerador Colectivo para realizar la respectiva liquidación de los excedentes. No obstante, podría participar de otras comunidades energéticas con objetivos diferentes. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 227 | E2024009846 | La Generación Distribuida Colectiva (AGDC) está definida como: "Es la producción de energía eléctrica realizada por la comunidad energética, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL) o a una microrred. La entrega de la energía al SDL se rige bajo la regulación que establezca la CREG para tal fin" y define al Generador Distribuido Colectivo (GDC) como "Es una Comunidad Energética que realiza la actividad de Generación Distribuida Colectiva.", en ese sentido ¿Para ser un GDC es necesario conformarse como una Empresa de Servicios Públicos para la producción de energía conectada a un SDL o microred? | | De acuerdo con la definición de generador distribuido:<br><br>Generador distribuido (GD). Empresa de Servicios Públicos (ESP) que realiza la actividad de generación distribuida. Para todos los efectos, es un agente generador sujeto a la regulación vigente para esta actividad, con excepción de los procedimientos de conexión y comercialización aquí definidos.<br><br>Por lo tanto, el GDC debe ser representado por una ESP o ser una ESP. Así, la CE puede buscar esa representación o constituirse. |
| 228 | E2024009848 | Aplaudimos la regulación que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) pretende implementar respecto a las comunidades energéticas. Desde la Asociación de Energías Renovables de Colombia, invitamos a que la regulación que se emita sobre el tema se aplique con eficiencia y simplicidad, realizando una subespecie de las reglas de conexión y comercialización definidas en la Resolución CREG 174 de 2021. Consideramos que la propuesta regulatoria podría modularse como una modificación e inclusión de nuevas reglas en la resolución mencionada. En particular, ponemos a su consideración los siguientes tres puntos:<br>1. Incremento de la capacidad máxima de la Generación Distribuida de 1 MW a 5 MW.<br>-El razonamiento regulatorio y económico del Proyecto de Resolución 701 051 propone definir un límite superior de 5 MW para la Generación Distribuida Colectiva (GDC), aplicable a cualquier tipo de Generación Distribuida (GD). En este sentido, sugerimos que la regla general se aplique a toda la GD, definida en la Resolución CREG 174 de 2021 y actualmente limitada a 1MW.<br>-Las líneas de los Sistemas de Distribución Local (SDL) a las que se conecta la GD cuentan, en muchos casos, con capacidades mayores a 1 MW. Limitar la potencia de las GD a 1 MW desaprovecha el potencial de esas líneas y elimina la posibilidad de tener sistemas descentralizados más robustos y con mayor capacidad de atender a un mayor número de usuarios. El estudio de conexión y la evaluación del Operador de Red (OR) limitaría el tamaño real de los proyectos a lo factible para cada línea.<br>-Los requisitos en términos de protecciones establecidos por el acuerdo CNO 1749 | | El incrementar el límite para ser GD, la modificación de procedimientos de conexión de AGPE y GD, cambios en límites para aplicación de requisitos simplificados, o cualquier otra modificación de la Res.. CREG 174 de 2021 que tenga relación con procedimientos de conexión, es del ámbito de modificaciones de la Resolución CREG 174 de 2021, lo cual se analizará de forma posterior en cuando a oportunidades de mejora que se identifiquen.<br><br>El único cambio contemplado en esta norma fue el de precio, dado que debía hacerse obligatorio por tener reglas iguales en AC y AGPE, y GD y GDC. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | del 2023 son similares para plantas con capacidad instalada entre 250 kW y 5 MW, considerando los impactos en términos de aportes a corto y riesgos de operación en isla de plantas de este tamaño. Por ello, incrementar el límite de potencia de 1 a 5 MW no afectaría la operación de los SDL.<br>-La unificación regulatoria de los criterios de la Resolución CREG 174 de 2021 permitirá mayor claridad en la normatividad aplicable para operadores del mercado e interesados en la ejecución de comunidades energéticas y recursos distribuidos.<br>-En Brasil, país con similitudes operativas en la distribución de energía, desde hace más de cinco años, define la generación distribuida con un límite máximo de 5 MW, teniendo grandes beneficios para la demanda o consumidores y los gestores de las redes.<br><br>2. Homogenización de los plazos de vigencia de la conexión la GD y AGGE.<br>-En el artículo 15 de la Resolución CREG 174 de 2021 se establecen los plazos de la vigencia de la aprobación de la conexión para AGPE y GD, correspondientes a 6 meses prorrogables por 3 meses. Sin embargo, hemos evidenciado que los tiempos para el desarrollo de un proyecto de GD entre la aprobación del OR y la Fecha de Puesta en Operación (FPO) no son suficientes, que requiere realizar las siguientes actividades:<br>Compra e importación de módulos fotovoltaicos (2 a 3 meses)<br>Compra e importación de estructura (2 meses)<br>Compra e importación de inversores (1 mes)<br>Obras civiles (Elaboración de zapatas, proceso de hincado o micropilotes, drenajes, movimientos de tierras) (2 meses)<br>Diseño y construcción de línea de conexión (1 mes)<br>Compra e importación de centros de transformación. (6 a 8 meses)<br><br>-Dado que un proyecto de GD presenta condiciones similares a cualquier proyecto de gran escala, está sujeto a retrasos fuera del control de los promotores, como dificultades en los procesos con los operadores de red, trámites de permisos ambientales, y consultas previas. Considerando que lo anterior representa un riesgo de perder la conexión para los proyectos, sugerimos homogeneizar los plazos de vigencia de la conexión de GD con los de AGGE, estableciendo una vigencia de 12 meses, prorrogables otros 12 meses con una garantía de 10 USD/kW, aplicando criterios de igualdad y equidad entre actores.<br><br>3. Incremento de la potencia límite de la AGGE de 5 a 10 MW<br>-Actualmente, los proyectos de AGGE de 5 MW o más se deben tramitar conforme a la Resolución CREG 075 de 2021. Esto resulta en una carga administrativa significativa para la UPME, que está colapsada por el volumen de proyectos "utility- | | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | scale".<br>-Los ORs tienen mejor conocimiento de sus SDLs y están mejor posicionados para evaluar la viabilidad de que un proyecto AGGE exporte a esos circuitos. Para compensar la posible carga adicional de evaluar proyectos AGGE de 5 MW a 10 MW, se podría contemplar una tarifa de evaluación que la compense.<br>-Muchos usuarios industriales, comerciales e institucionales podrían instalar proyectos de 5 MW a 10 MW en zonas con tarifas altas, pero se ven limitados por los retos en la implementación de la Resolución CREG 075 de 2021 y por el límite de 5 MW de la AGGE en la Resolución CREG 174 de 2021. Esta limitación previene que la AGGE aliviane las cargas y restricciones en sus áreas de influencia, y no permite que contribuya significativamente a la meta de 6G del gobierno, especialmente porque los proyectos menores a 10 MW no requieren licencia ambiental y son de más rápido desarrollo. Es natural que los usuarios de AGGE puedan desarrollar proyectos hasta este límite. | | |
| 229 | E2024009848 | Queremos expresar nuestro reconocimiento por la inclusión de medidas destinadas a fomentar el desarrollo de las fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER) y la descentralización de la energía mediante el desarrollo de comunidades energéticas. Consideramos que esta regulación es crucial, ya que permite nuevos mecanismos de autogeneración y generación distribuida, dinamiza el mercado, otorga más poder al usuario final y facilita una mayor instalación de FNCER. Sin embargo, consideramos pertinente hacer un comentario transversal sobre la regulación, respecto a la falta de claridad en la responsabilidad de la expansión del sistema. Si bien se armoniza la regulación existente para el desarrollo de CE, consideramos fundamental establecer señales claras en el rol de los operadores de red y distribuidores para aprobar nuevas conexiones y desarrollar la red. | Sugerimos incluir un capítulo destinado a establecer la reglas bajo las cuales los operadores de red y distribuidores podrán aprobar nuevas conexiones y hacer la expansión del sistema para comunidades energéticas, garantizando la eficiencia técnica y el cumplimiento de los estándares técnicos. | Con respecto a que es fundamental establecer señales claras en el rol de los operadores de red y distribuidores para aprobar nuevas conexiones y desarrollar la red, la presente resolución incluye las disposiciones frente a los procedimientos para la conexión que se deberán seguir por parte de los OR, para el caso del SIN, y los Distribuidores en ZNI, para las ZNI.<br><br>En cabeza de los OR continuará la expansión del sistema y demás responsabilidades, esto no se está modificando. |
| 230 | E2024009848 | Para un mejor entendimiento de la norma, consideramos necesario incluir en el Artículo 3 la definición de la sigla CEEP. | | No se necesitará la definición explicita de CEEP. Ver respuesta al comentario 11. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 231 | E2024009848 | Consideramos que las estructuras definidas para los AGRC y GDC según lo establecido en el documento soporte CREG 901 099, dan lugar al desarrollo de microrredes sin señales claras de normativa técnica o estándares constructivos aguas abajo de las CE de una sola frontera. En ese mismo sentido, se desdibuja el concepto de redes de uso, pues se admite la conexión de hogares mediante activos eléctricos. Lo anterior, va en contravía con lo establecido en el Decreto 2236 de 2023, donde se dan las facultades a las comunidades energéticas de generación, comercialización, y uso eficiente de la energía a través de FNCER, lo cual no incluye el desarrollo de redes de uso. | Sugerimos incluir un capítulo destinado a establecer las reglas bajo las cuales los operadores de red y distribuidores podrán aprobar nuevas conexiones y hacer la expansión del sistema para comunidades energéticas, garantizando la eficiencia y el cumplimiento de los estándares técnicos. | Ver respuesta al comentario 11 y 229. |
| 232 | E2024009848 | Cuando se trate de comunidades energéticas constituidas con base en las estructuras de Gobierno Propio de los Pueblos y Comunidades Indígenas y de las comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras, sugerimos incluir en el Acuerdo o Convenio de Conformación de la Comunidad Energética (ACE), la certificación de que una persona o grupo pertenece a este segmento de población. | b) El Acuerdo o Convenio de Conformación de la Comunidad Energética, ACE, que deberá contener como mínimo la siguiente información:<br>• Datos del representante de la CE y sus suplentes (nombre y apellidos o número de identificación, dirección y número de teléfono fijo y/o móvil, correo electrónico).<br>• Porcentaje de Distribución de los Excedentes y Consumos (PDEC) de la CE para cada uno de los NIU pertenecientes a la CE o para cada frontera comercial que contenga.<br>• Declaración mediante la cual cada integrante de la CE confirma que conoce las condiciones del acuerdo o convenio de participación en la comunidad energética.<br>• Cuando se trate de CEEP, se deberá incluir un documento que certifique que una persona o grupo | No se necesitará la sigla CEEP. Ver respuesta al comentario 11 |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | pertenece a este segmento de población. | |
| 233 | E2024009848 | Dado que la instalación de los medidores no es responsabilidad del agente comercializador, sugerimos se aclare que las solicitudes de cambio de medidor a uno bidireccional horario o a uno de medición avanzada, serán responsabilidad del operador de red. | 6. En cada punto de conexión el AC podrá solicitar el cambio de medidor a uno bidireccional horario o a uno de medición avanzada, para lo cual el operador de red tendrá un plazo de 15 días hábiles a partir de la solicitud para su suministro, calibración, instalación, configuración y puesta en operación; previa confirmación de disponibilidad del equipo por parte del agente | Conforme el código de medida, el comercializador tiene la función de asegurar que todos los elementos del sistema de medición se especifiquen, instalen, operen y mantengan, acorde con lo establecido dicho código. |
| 234 | E2024009848 | Con el fin de liquidar de forma horaria los créditos de energía y los excedentes, el cambio a medidores bidireccionales o de medición avanzada debe ser una exigencia. | Sugerimos establecer la obligatoriedad por parte de los operadores de red, de hacer el cambio de medidor para AGRC y GDC con el fin de posibilitar la | Se aclara que todos los usuarios miembros del AC deben contar con este tipo de medidos, bidireccional horario, cuando se entreguen excedentes. Si no se entregan excedentes, no es necesario uno bidireccional. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | liquidación de créditos de energía y excedentes. | En cuando a la liquidación, esta será más fácil, pues lo que se necesita es la medida del periodo de facturación. |
| 235 | E2024009848 | No es clara la aplicabilidad del cargo por respaldo para las CE que tengan múltiples fronteras comerciales. De cara al sistema, el respaldo que use una CE con 3 usuarios con potencia de 90 kW, va a tener la misma afectación que un AGPE que sea de 270 kW, y según nuestro entendimiento, los primeros quedarían exentos del cobro mientras que el segundo no. Adicionalmente sugerimos que se ajuste el cargo por respaldo de manera estructural, considerando la cargabilidad de la red y el factor de planta, para que sea fácilmente adaptable a cada tecnología. Desde Ser Colombia, nos encontramos realizando una propuesta, que será remitida al MME y CREG. | Sugerimos se detallen explícitamente las reglas tanto de operación como de conexión para AGGPE, GD, AGPE, AGRC y GDC diferenciando las que aplican para CE con una única frontera y CE con múltiples fronteras. | Se aclara que en la resolución definitiva solo se consideran las CE con múltiples fronteras, para las cuales quedan descritas las reglas de operación y conexión<br><br>En cuanto al cargo por respaldo, aplicará conforme a la Res. CREG 015 de 2018 por punto de conexión. Ver comentario 4.<br><br>En todo caso, se están estudiando modificaciones por orden del Decreto 1403 de 2024, esto será en regulación independiente. |
| 236 | E2024009848 | Consideramos necesario que se definan mecanismos específicos sobre la liquidación de los créditos de energía y el reconocimiento de los excedentes de cada uno de los miembros de la comunidad. Lo anterior con el objetivo de tener una regulación exhaustiva que permita facilitar su implementación y considerando las lecciones aprendidas de la implementación de la CREG 174 de 2021 | | En la versión final de la resolución se indica claramente como es el proceso de liquidación de excedentes del AC, los cuales corresponden a las reglas contenidas en la resolución CREG 174 de 2021. |
| 237 | E2024009851 | Redefinir el concepto de Generador Distribuido, ya que su definición tiene implicaciones en la conformación de una comunidad energética con integrantes GD | Redefinir el concepto de Generador distribuido, como estaba en la resolución CREG 030 de 2018 "GD. Persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al Sistema de Distribución Local y con potencia | No se acepta el comentario, dado que no se identifican las implicaciones mencionadas. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | instalada menor o igual a 0,1 MW. Aplican mismos conceptos para GDC | |
| 238 | E2024009851 | Actualmente en la aplicación de los procedimientos para la conexión de proyectos con la resolución CREG 174, existen incumplimientos en los tiempos regulatorios | Habilitar la VU para realizar la centralización de procesos de legalización bajo un esquema de control y seguimiento confiable que permita evidenciar los tiempos de legalización de proyectos. Es necesario implementar un modelo sostenible de validación y control del estado en el que se encuentran las legalizaciones que permita a los usuarios corroborar que el tiempo de duración de los procesos de legalización se encuentran dentro del marco de la CREG 174-2021 | Se aclara que la habilitación de la ventanilla única se encuentra a cargo de la UPME y el MME.<br><br>En cuanto a incumplimiento por parte de los OR, estos deben reportarse ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.<br><br>En todo caso, por favor enviar los casos explícitos encontrados para tenerlos en cuenta en el análisis ex post de la norma y encontrar oportunidades de mejora. |
| 239 | E2024009851 | Actualmente la mayor dificultad en los procedimientos de conexión donde implica adecuación o cambio de medida, esta relacionado con la indefinición en los tiempo regulatorios para que el comercializador asociado deje dispuesta la medida para la entrada en operación de los proyectos, esta situación es factible de repetirse para las comunidades energéticas. | Definir claramente el tiempo regulatorio para que el comercializador realice la gestión adecuación de medida que permita la puesta en operación en el punto o puntos de conexión la comunidad energética, independiente de tiempo de capacidad operativa expuesta por los comercializadores o disponibilidad de equipos. | En vista de solventar esta situación en los procesos de conexión se define un tiempo límite para el cambio de medidor en la regulación. |
| 240 | E2024009851 | Se define que en cada punto de conexión el AC podrá solicitar el cambio de medidor a uno bidireccional horario o a uno de medición avanzada, para lo cual el agente comercializador que lo representa debe suministrarlo. ¿Quién asume el costo del medidor? Con las condiciones actuales, puede representar una sobrecarga para los comercializadores el cumplimiento de este requisito desmotivando la implementación de las CE. | Definir las responsabilidades de los comercializadores para la medición inteligente AMI y un plan de acción que favorezca la implementación de esta tecnología en los próximos años en el país. | Se aclara que el comentario será tenido en cuenta para la reglamentación de los planes de implementación de AMI.<br><br>En todo caso, las partes definen el pago del medidor. Esto conforme el código de medida. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 241 | E2024009851 | Se trata La remuneración por los activos eléctricos al interior de la CE será la resultante del común acuerdo entre las partes, lo cual deberá ser registrado en el ACE. Existe la duda en cuales son los criterios que se deben tener en cuenta para el establecimiento de estas relaciones al interior de los integrantes de la CE. | CONSERJO NORMATIVO.Establecer unos criterios básicos de remuneración, que este acorde con la normatividad en prestación de servicios públicos | Se aclara que la remuneración de los Activos de la CE no hace parte del alcance del proyecto regulatorio.<br><br>La actividad de CE es a cuenta y riesgo de los inversionistas. |
| 242 | E2024009851 | Se entiende en este artículo que una comunidad energética tiene una frontera común que agrega a varios integrantes y que está conectado a un sistema de distribución local. Esto da la posibilidad de tener comunidades energéticas que están separadas geográficamente. Cuál se considera entonces el punto de conexión de una comunidad energética? Es una subestación, o una línea de transmisión? | | No se entiende el comentario, ya que el punto de conexión se refiere a cada usuario no a la comunidad energética en general<br><br>En todo caso, se aclara que como cada miembro de la CE tiene una frontera comercial, entonces tendrá tantos puntos de conexión como usuarios miembros. |
| 243 | E2024009851 | El límite establecido de 100kW no obedece a estudios y análisis de flujos de carga y simulaciones operativas de la red, sino a un promedio de la disponibilidad de transformadores de potencia de distribución. Lo anterior, se puede evidenciar en el literal b. de la sección 3.2 Límites de generación, del documento CONTRATO CREG 051 DE 2020 ENTRE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS Y LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA.<br>CONSEJO TECNICO. Se hace una excepción del cargo para respaldo a aquellas comunidades energéticas que tengan 100kW instalados por usuario o en total? En general, el documento siempre habla de potencias por usuario y No totales, en este caso debería ser igual. | Con respecto a los contratos de respaldo, se propone que sean exceptuadas del pago aquellas conexiones con capacidad instalada inferior a igual a 250 kW. | Por ahora se dará tratamiento del Cargo por Respaldo conforme la Resolución CREG 015 de 2018 por punto de conexión.<br><br>En el análisis del Decreto 1403 de 2024 se incluirá este análisis de forma específica. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 244 | E2024009851 | La comunidad energética tiene su base en que existan al interior de la misma actividades de generación con fuentes no convencionales de energía renovable; ahora bien el Ministerio de minas y energía mediante el decreto 0929 de 2023 , establecido que los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de FNCER están exentos del cobro de energía reactiva. Por otro lado la resolución CREG 015 de 2018 determina que se exceptúa el pago del costo de transporte de energía reactiva a las plantas generadoras, las cuales están obligadas a participar en el control de tensión por medio de la generación o absorción de potencia reactiva. En este orden de ideas la CE puede tener involucrada de acuerdo a su potencia declarada en punto de conexión características similares a un AGPE o un AGGE, por lo que no debe existir la penalización en el transporte de energía, entendiendo que con el OR si se podrían incluir estrategias o procedimientos para el control de tensión sin que ello implique penalización por concepto de emisión o absorción de energía reactiva por parate de la CE.<br>CONSEJO TECNICO .Es imposible estar dentro de los límites de consumo en exceso de energía reactiva si se está exportando energía activa a la red de distribución local. Por tal motivo se recomienda la exoneración del cobro de energía reactiva a las comunidades energéticas.<br>En el proyecto de Resolución, se promueve el uso de la medición digital para los usuarios pertenecientes a las CE y en el Artículo 16 se define que los costos por la reactiva se realizarán considerando un | Definir claramente en la resolución que el o los punto de conexión de la CE, no serán objeto de penalización por transporte de energía reactiva, independiente de los mecanismos que se requieran implementar, al interior de la CE para el control de reactivos y para el control de tensión en el punto de conexión.<br>Se propone eximir del cobro de la energía reactiva a todos los usuarios residenciales y pequeños consumidores que utilicen medición inteligente. Esto con el objetivo de evitar resistencia al cambio de medidores y problemas en el largo plazo en la rentabilidad de los proyectos asociado a la penalización de la energía reactiva. | Ver respuesta al comentario 167. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | factor M igual a 1 durante los 24 meses contados a partir de su conexión al SDL. La penalización de la energía reactiva afecta directamente a los usuarios residenciales cuando cambian a medición inteligente ya que comienzan a percibir un cobro adicional en su facturación. Además, debido a la baja cantidad de energía reactiva que genera un hogar respecto a una industria, no existen alternativas al alcance de los residenciales para mitigar la inyección. Por esto, los usuarios deben pagar la penalización y están perjudicados por el factor M que puede llegar a aumentar hasta 12 veces el costo mensual de la reactiva.<br><br>Esto es una problemática que hace inviables los proyectos por el costo de las facturas de los usuarios. La solución propuesta de eximir el cobro por 24 meses no soluciona el problema en el largo plazo. | | |
| 245 | E2024009851 | Cambio en el reconocimiento de excedentes para los AC, Se propone aplicar este criterio de beneficios por la generación distribuida que realiza, teniendo en cuenta que estos se ubican cerca a los centros de consumo, evitando que las pérdidas técnicas se incrementen de manera significativa y aportando beneficios a la estabilidad a la red. | realizar el reconocimiento de los excedentes para los AC que se encuentren dentro del límite de potencia declarada que considera la CREG 174 para los AGPE (1MW) y adicionar el beneficio de reconocimiento de pérdidas técnicas | El beneficio de pérdidas para los GD los brindo la Ley 1715 de 2*14 como un criterio diferencial, y no lo brindo para los AGPE. Por lo tanto, no se toma el comentario. Así mismo, el GD tiene por objeto únicamente prestar el servicio de generación, el AGPE solo entrega si le sobra y tienen explícitamente el beneficio de créditos de energía. No se toma el comentario. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 246 | E2024009851 | Redefinir el concepto de Generador Distribuido, ya que su definición tiene implicaciones en la conformación de una comunidad energética con integrantes GD | CONSEJO NORMATIVO. Redefinir el concepto de Generador distribuido, como estaba en la resolución CREG 030 de 2018 "GD. Persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al Sistema de Distribución Local y con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW. Aplican mismos conceptos para GDC | No se acepta el comentario.<br><br>El GD fue ampliado a menos de 1 MW en la Resolución CREG 174 de 2021.<br><br>Sobre el GDC, este fue definido en el decreto 2236 de 2023 y por la UPME. |
| 247 | E2024009851 | Límite para AGPE dictado por resolución UPME 281 DE 2015 | CONSEJO NORMATIVO. Realizar la revisión y actualización del límite dictado por esta resolución UPME y actualizarlo ya que la no actualización de los límites técnicos retrasa la incorporación de más capacidad de FNCER al SDL. Lo anterior, se evidencia en países vecinos de la región como Chile y México donde la actualización de los límites conforme se observa el grado de penetración de FNCER estimula y promueve el uso de estas fuentes de generación de energía | Se aclara que la definición de los límites de capacidad no hace parte del proyecto regulatorio y está a cargo de la UPME. |
| 248 | E2024009851 | Vemos que como en las SIN en las ZNI los limites están entre mayor o igual que 100 kW y mayor a 100 kW esto limitando mucho la GD, GDC y el AC y esto lo demuestra el contrato de conexión. | CONSEJO NORMATIVO. Cambiar de menor o igual a 100 kW a menor o igual 250 kW para incentivar proyectos de mayor potencia avalados en la NTC 2050 los cuales proyectos inferiores a 250 kW no pide estudio de coordinación de protecciones | En esta resolución no se están modificando límites de aplicación. Dicho tema se abordará en un análisis posterior. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 249 | E2024009851 | Se observa que en la presente resolución continúa dando vigencia a la CREG 038 del 2018 y en donde hay muchas limitantes para realizar un proyecto FNCER y en este caso en Comunidades energéticas, el gran limitante se ve en limitar la capacidad nominal del circuito, transformadores en el 15%, en ZNI los transformadores en nivel de tensión 1 en su mayoría son de 30 KVA, es decir que estaría limitando en su mayoría a proyectos no superiores de 4.5 kW en FNCER esto siendo muy poco para el potencial solar o eólico de algunas ZNI | CONSEJO NORMATIVO.En el SIN cuando se aumentó al 50% de la capacidad del transformador asociada a la cuenta hubo un incremento sustancial a partir desde que se aplicó, la propuesta es pasarlo al 50% también de la capacidad del transformador para así incentivar la inversión en proyectos de GD, AC y GDC en Zonas No Interconectadas. | Para la definición del estándar de disponibilidad establecido mediante la Resolución CREG 038 del 2018 la Comisión realizó en su momento un análisis de los circuitos típicos existentes en las ZNI, concluyendo que la disponibilidad de los sistemas de distribución podría llegar al 20% de la capacidad del elemento de corte o protección del que dependa el circuito al que se desee conectar un GD o AGD (Documento soporte D-001-18). Así mismo, teniendo en cuenta los comentarios realizados en su momento a la propuesta regulatoria la Comisión decidió adoptar un límite técnico más conservador y para ello lo dejó en el 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación (Documento soporte D-034-18). |
| 250 | E2024009851 | Se limita a AC, GDC y GD a potencias menores o iguales a 100 kW | CONSEJO NORMATIVO. Se sugiere que este límite sea ampliado a igual o menor de 250 kW para incentivar la generación con FNCER de mayor potencia | Ver respuesta al comentario 248. |
| 251 | E2024009851 | Se limita a AC, GDC y GD a potencias mayor a 100 kW | CONSEJO NORMATIVO.Se sugiere que este limite sea ampliado a mayor 250 kW para incentivar la generación con FNCER de mayor potencia | Ver respuesta al comentario 248. |
| 252 | E2024009851 | Los procedimientos y obligaciones de este articulo hace referencia a que se desde cumplir la resolución CREG 038 de 2018 del articulo13. y en el literal e. no se unifica los criterios con todos los distribuidores si no que deja mucho al libre albedrío al distribuidor cito textualmente "... la documentación para la solicitud de conexión será la que cada distribuidor determine..." | CONSEJO NORMATIVO.Siendo la resolución CREG 038 del 2018 de hace muchos años se debería actualizar en algunos casos como en el caso de unificar criterio para todos los distribuidores ZNI para tener claridad en todos los territorios que no están conectados a la red para incentivar la realización de proyectos FNCER | La Comisión mediante Circulares CREG 037 y 085 del 2018 publicó el formulario de solicitud, el contenido estándar del estudio de conexión y las pruebas requeridas durante el proceso de conexión. Esta documentación es estándar para el cumplimiento de todos los distribuidores en ZNI. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 253 | E2024009851 | Los estándares técnicos hace referencia a las CREG 038 del 2018 y como se dijo anteriormente esta resolución en el articulo 6. Limita los proyectos de FNCER en ZNI puesto que limita a que los excedentes de los AC, GDC y GD existentes en la red de distribución debe ser menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación, expresada en kilovatios (kW), | CONSEJO NORMATIVO. En el SIN cuando se aumentó al 50% de la capacidad del transformador asociada a la cuenta hubo un incremento sustancial a partir desde que se aplicó, la propuesta es pasarlo al 50% también de la capacidad del transformador para así incentivar la inversión en proyectos de GD, AC y GDC en Zonas No Interconectadas. | Ver respuesta al comentario 249 |
| 254 | E2024009851 | Los procedimientos y obligaciones del sistema de información suministrada por los comercializadores y distribuidores de red manda a incorporar la información de las CE al articulo 7 de la resolución CREG 038 del 2018 pero se debe hacer seguimiento si se está cumpliendo este articulo para así tener información veras para incentivar el aumento de proyectos con FNCER y no encontrarse con información errónea o desactualizada.<br>CONSEJO TECNICO. Es bueno hacer hacer enfasis en las obligaciones de los autogeneradores porque se menciona de manera muy superficial que estos deben reportar la informacion comercial, es practicamente lo que hace un comercializador ante la superservicios y eso demanda unas responsabilidades y sanciones, se va a volver un dolor de cabeza para el operador local. Claramente los operadores locales de la ZNI no tienen el capital para desarrollar plataformas para corroborar la capacidad de los nodos de conexion, entonces ahi tenemos una barrera gigante | CONSEJO NORMATIVO. Hacer seguimiento o dar mandamiento a la Super intendencia de servicios públicos que haga seguimiento si se estaba cumpliendo con el articulo 7. de la CREG 038 del 2018 puesto que está incorporando mas información con las comunidades energética y esta informaciones importante para planificar y estructurar proyectos en ZNI con FNCER | La obligación de contar con un sistema de información está prevista desde la Resolución CREG 038 de 2018 y debe contar con todo lo que esta señalado en el artículo 8 de la precitada resolución.<br><br>Por otra parte, dentro de las funciones que tiene la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en cuanto a la vigilancia y control que se hace de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica en ZNI se encuentra la verificación del cumplimiento de la regulación vigente, la cual dicha entidad puede realizar en cualquier momento. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 255 | E2024009851 | No se tiene en cuenta cuanto es la remuneración cuando la red no esté disponible para inyectar excedentes de energía, | CONSEJO TECNICO. COMENTARIO GENERAL DEL TITULO III. Hay una generalidad y es que los recaudos ni los subsidios son 100% efectivos, sobre todo en la ZNI . Entonces es un desequilibrio financiero pensar que al auto generador se le va a pagar si ingreso neto | Teniendo en cuenta que en las ZNI la prestación del servicio de energía eléctrica es, en la mayoría de los casos, por menos de veinticuatro (24) horas y se evidencian continuas interrupciones en la prestación del servicio, no se está incluyendo en la presente resolución un artículo que prevea el tema de la indisponibilidad de red.<br><br>No obstante, Comisión se encuentra adelantando estudios relacionados con la metodología de remuneración de distribución en ZNI a aplicar en el siguiente periodo tarifario y este es uno de los temas de estudio. |
| 256 | E2024009851 | El diseño de esta ventanilla deberá contemplar todo lo establecido en la presente resolución, además de los otros requerimientos que determinen la CREG, la SSPD y la UPME por medio de mesas de trabajo para el diseño de detalle de esta ventanilla.<br>Se habla sobre La Ventanilla que está propuesta desde el 2021 y aún no se ha implementado. Además de esto, se delega la responsabilidad a los OR de atender y resolver las solicitudes de conexión de la ventanilla. Actualmente los OR no tienen las capacidades para dar cumplimiento a esta revisión ni están cumpliendo los tiempos de respuesta óptimos de las solicitades de conexión y legalización de los usuarios. ¿Cómo lograr que con las nuevas solicitudes que existirán para las CE si se cumplan adecuadamente los tiempos? | Se defina tiempos para entrada en operación de la ventanilla. Se amplie el alcance a la cadena completa de gestión para la puesta en marcha del AGPE, AGGE, GD, toda vez que se esta limitando el tema de la ventanilla a la disponibilidad mi aprobación de la viabilidad pero se ve que el OR demora las gestiones de cambio de medidor así como la facturación en ciclos de AGPE.<br>Es importante definir claramente las responsabilidades que tendrán los OR para atender las solicitudes de los nuevos usuarios que quieran conformar las CE determinando los tiempos mínimos de respuesta y los procedimientos que deben cumplirse. Además, es importante establecer como prioridad la ejecución de La Ventanilla para que la centralización de la información permita tener un mayor control de los procesos, favoreciendo la agilidad en la legalización de los sistemas. | La ventanilla única será desarrollada por quien el Ministerio de Minas y Energía encargue. No es competencia de la CREG la aceleración y entrada en operación de dicho desarrollo.<br><br>Mientras ocurre lo anterior y se desarrolla la ventanilla única, continuará con el proceso en línea de los OR, lo cual se hace por punto de conexión.<br><br>Las responsabilidades del OR no cambian, continúan siendo las mismas establecidas en la Resolución CREG 174 de 2021. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 257 | E2024009851 | La expresión: cambia los reconocimientos llevándolos a un valor menor lo que puede causar impactos en la inversión de sistemas con FNCER<br><br>Para Junio MC en promedio fue 7% mas bajo que el precio de bolsa kWh Bolsa https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx kWh Contratos https://sinergox.xm.com.co/infms/SICEP/Paginas/Estadisticas_de_la_energia_y_precios.aspx Se cambia la remuneración de la CREG 174 de 2021 de PB + Beneficios a MC + Beneficios. Este cambio de PB a MC se considera positivo porque ayudará al cierre financiero de proyectos de Generación Distribuida que antes con Precio de Bolsa no eran bancables por la variabilidad de la remuneración.<br><br>Sin embargo, dado que los Generadores Distribuidos hoy no tienen tanto beneficio de escala como un Generador a Gran Escala, consideramos deben agregarse más Beneficios que el 50% de las pérdidas. | CONSEJO NORMATIVO. Validar la conveniencia de usar la formula de precio de bolsa ya estipulada en la creg 174 .<br>Cambiar: Beneficios = 0.5 x P<br>Por: Beneficios = 0.5 x P + 0.5 x T<br>Siendo P: Pérdidas técnicas y T: Transmisión de energía | Ver respuesta al comentario 19. |
| 258 | E2024009851 | b) Al comercializador que atiende el consumo del usuario, quien podrá estar o no estar integrado con el OR. En este caso: i) el comercializador está obligado a recibir los excedentes ofrecidos, ii) el precio de venta es el iii) la energía es destinada a la atención exclusiva de usuarios regulados. | b) Al comercializador que atiende el consumo del usuario, quien podrá estar o no estar integrado con el OR. En este caso: i) el comercializador está obligado a recibir los excedentes ofrecidos, ii) el precio de venta es el precio horario en la bolsa | Ver respuesta al comentario 20. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | Nuevamente verificar la conveniencia de la variable MC | de energía, y iii) la energía es destinada a la atención exclusiva de usuarios regulados.<br><br>Mantener la resolución 174 de 2021 | |
| 259 | E2024009851 | CONSEJO NORMATIVO. Nuevamente verificar la conveniencia de la variable MC. UNERGY Se describe que los precios de compra de excedentes que se hayan pactado al precio de bolsa nacional o estén en función de este, no podrán superar el valor del MCm de que trata este artículo. ¿Esto quiere decir que, si el precio de bolsa es menor se pagará a ese precio y si es mayor solo podría facturarse al MC? Esto deja en desventaja aquellos proyectos pioneros que quieran beneficiarse de la nueva regulación de CE. Actualmente solo hay 4 proyectos inscritos en XM que se acogen a la CREG 174, los cuales principalmente fueron realizados como pilotos y fueron pioneros en el desarrollo de este tipo de esquemas sacrificando la rentabilidad de los inversionistas asociada al precio de bolsa. Esta definición afectaría significativamente dichos proyectos en su sostenibilidad en el largo plazo. Para demostrar que los proyectos operativos son pilotos pioneros y que el precio de bolsa no es un incentivo de mercado, es evidente que en la actualidad el porcentaje de proyectos adscritos a la CREG 174 utilizando la remuneración de precio de bolsa más pérdidas, es casi nulo. | Mantener la resolución 174 de 2021.<br>Se propone que los usuarios que así consideren, puedan acogerse a la nueva resolución y cambiar el precio de venta al MCm si esto beneficia en el largo plazo sus proyectos, | Ver respuesta al comentario 20 y 258. |
| 260 | E2024009851 | Nuevamente verificar la conveniencia de la variable MC | Mantener la resolución 174 de 2021 | Ver respuesta al comentario 20 y 258. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 261 | E2024009851 | Nuevamente verificar la conveniencia de la variable MC | Mantener la resolución 174 de 2021 | Ver respuesta al comentario 20 y 258. |
| 262 | E2024009852 | ¿Puede un mismo usuario con una sola frontera hacer parte de varias comunidades energéticas ó deberá tener una frontera independiente para cada comunidad energética de las que haga parte? | No aplica | Se aclara que todos los usuarios deben tener fronteras independientes.<br><br>Así mismo, un usuario solo podrá hacer parte de un solo AC, esto con el objetivo de realizar la liquidación y facturación de los excedentes. |
| 263 | E2024009852 | ¿Una comunidad Energética puede estar conformada por varios Autogeneradores Colectivos y/o Generadores Distribuidos Colectivos? | No aplica | El artículo 2.2.9.1.3. del decreto 2236 del 2023 establece que "las comunidades energéticas podrán asociarse entre sí para crear asociaciones de comunidades energéticas, a través de un acuerdo firmado entre las partes, para cooperar en proyectos de generación, comercialización y/o uso eficiente de la energía a través del uso de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables -FNCER-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos." |
| 264 | E2024009852 | Puede una Comunidad Energética estructurarse sin que se desarrollen las actividades de AGRC o GDC en su conformación? Por ejemplo que incluya las actividades de Autogeneración, Generación Distribuida, Respeusta a la Demanda, y las demás contenidas en la Resolución 40283 de 2022 del MME, por la cual se establecen los lineamientos para la incorporación de los Recursos Energeticos Distribuidos | Solicitamos se aclare en el acto administrativo qué actividades pueden configurarse en una Comunidad Energética, ya que de acuerdo con la lectura se puede interpretar que está circunscrita o limitada a GDC o AGRC. | Se aclara que los objetivos y conformación de las CE hacen parte del decreto 2236 de 2023 y no hacen parte del proyecto regulatorio.<br><br>En el proyecto regulatorio y conforme los lineamientos de política pública se desarrollan los GDC y AGRC que para operar deben ser parte de una CE. |
| 265 | E2024009852 | Sugerimos revisar las definiciones de Autogeneración Colectiva y Generación Distribuida Colectiva, las cuales está definidas así:<br>**Autogenerador Colectivo (AC):** Usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos que constituyen una comunidad energética para desarrollar la actividad de autogeneración colectiva.<br>**Generador Distribuido Colectivo (GDC)**: Es una Comunidad Energética que realiza la | Sugerimos las siguientes definiciones:<br>**Autogenerador Colectivo (AC):** Usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos que hacen parte de una comunidad energética y desarrollan la actividad de autogeneración colectiva.<br>**Generador Distribuido Colectivo (GDC):** Es un actor que hace parte de una Comunidad Energética y que | Se aclara en la resolución definitiva. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | actividad de Generación Distribuida Colectiva. | realiza una actividad de Generación Distribuida Colectiva. | |
| 266 | E2024009852 | Consideramos que la aplicación del cargo por respaldo de la resolución 015 para conexiones de AC, podría inviabilizar proyectos y ser una barrera para el despliegue de Comunidades Energéticas fundamentadas en la actividad de AGRC. Toda vez que, el mercado ha identificado y lo ha manifestado a la Comisión en repetidas oportunidades que la aplicación de la Resolución 015 en materia del cargo por respaldo es ya una barrera para la Autogeneración Convencional. | **Sugerimos la siguiente definición Cargo por respaldo para conexiones de AC.** Para la conexión de comunidades energéticas que desarrollen la actividad de AGRC, el valor por respaldo de red no será aplicado hasta tanto se defina un modelo de cargo por respaldo que considere un enfoque diferencial que permita cerrar las barreras para el despliege de la actividad de AGRC. | Ver respuesta al comentario 4. |
| 267 | E2024009852 | El reconocimiento de excedentes de un AC establece que para AC con capacidad instalada o nominal por usuario menor o igual a 100 kW, aplica lo establecido en el numeral 1 del artículo 25 de la Resolución 174 de 2021, es decir que, ¿se entiende que se remunerarán los excedentes por cada usuario de acuerdo con su capacidad instalada o de acuerdo con la sumatoria de las capacidades instaladas de todos los usuarios que integran la Comunidad Energética? | El reconocimiento de excedentes de un AC establece que para AC con capacidad instalada para nominal para usuarios con capacidad instalada menor o igual a 100 kW, aplica lo establecido en el numeral 1 del artículo 25 de la Resolución 174 de 2021, es decir que, ¿se entiende que se remunerarán los excedentes por cada usuario de acuerdo con su capacidad instalada o de acuerdo con la sumatoria de las capacidades instaladas de todos los usuarios que integran la Comunidad Energética? | Ver respuesta al comentario 33. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 268 | E2024009852 | El cálculo de los excedentes de una AC establecido en el Artículo 18, determina que el excedente de energía asignable al usuario (Exci,j,n,m,u) obedece a la sumatoria de los excedentes de energía todos los usuarios (ExcACi,j,n,m,u), por un Porcentaje de Distribución de Excedentes (PDEC i,j,n,m,u ) así las cosas, se entiende que el cálculo de energía excedentaria de un usuario está asociada a la sumatoria de los excedentes de todos los usuarios que integran la Comunidad Energética, no únicamente a sus propios excedentes en su frontera comercial, los cuales se asignan en función del Porcentaje de Distribución de Excedentes de cada usuario. Sin enbargo, en el artículo 17 se establece que el reconocimiento de excedentes se realiza dependiendo de la capacidad instalada o nominal por usuario. Respetuosamente solicitamos aclarar si finalmente el reconocimiento de esos excedentes se hará por la capacidad de cada usuario o considerando la suma de todas las capacidades de los AC. | | Se aclara que la capacidad instalada por usuario se usa para definir la metodología de remuneración, mientras que el porcentaje de distribución se utiliza para asignación de los excedentes del AC a cada usuario.<br><br>Ver respuesta al comentario 33, en todo caso se ajusta para mejor entendimiento e incluye el termino capacidad instalada por usuario para fines comerciales. |
| 269 | E2024009852 | Cuanto tiempo tendrá la UPME para actualizar la ventanilla única, de acuerdo con lo indicado en el Artículo 41, para gestionar las solicitudes de conexión de los AC y GDC | N/A | Ver respuesta a comentarios 18 y 205. |
| 270 | E2024009852 | En la sección de definiciones se determina que la Autogeneración Colectiva es "la actividad realizada por la comunidad energética que produce energía,**principalmente**, para atender su propia demanda". No existe claridad respecto al significado exacto para el término "principalmente", pues es una palabra a la cual se puede dar múltiples | | Se aclara que el entendimiento sobre “principalmente” es que la energía de la AC primero cubre sus necesidades, el resto es considerado como excedentes que se venden al precio del MC. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | interpretaciones. Solicitamos aclarar cómo interpretar la palabra "principalmente" | | |
| 271 | E2024009852 | La Generación Distribuida Colectiva (AGDC) está definida como: "Es la producción de energía eléctrica realizada por la comunidad energética, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL) o a una microrred. La entrega de la energía al SDL se rige bajo la regulación que establezca la CREG para tal fin" y define al Generador Distribuco Colectivo (GDC) como "Es una Comunidad Energética que realiza la actividad de Generación Distribuida Colectiva.", en ese sentido ¿Para ser un GDC es necesario conformarse como una Empresa de Servicios Públicos para la producción de energía conectada a un SDL o microred? | | Ver respuesta al comentario 227 |
| 272 | E2024009852 | sobre la energía reactiva que: "Por cada punto de conexión al SDL se determinarán los costos por el transporte de energía reactiva en exceso sobre los límites de que trata la Resolución CREG 015 de 2018, considerando un factor M igual a 1 durante los 24 meses contados a partir de su conexión al SDL.", considerando que el Decreto 929 de 2023 del MME determinó que: "Los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de FNCER están exentos del cobro de energía reactiva" solicitamos incluir dentro de la exención a los AGRC con potencias inferiores a 1 MW para conservar la coherencia e intención del decreto 929. | | Ver respuesta al comentario 5. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 273 | E2024009866 | Es siempre complejo establecer un nuevo marco regulatorio para actividades nuevas o emergentes como el intercambio de energía, el autoconsumo colectivo o la provisión de flexibilidad de las CE. Por eso, es necesario establecer condiciones regulatorias mínimas junto con otros apoyos para que estas primeras iniciativas puedan despegar. Esto incluye normas sobre los parámetros permitidos para proyectos de generación e intercambio de energía, y la asignación de roles y responsabilidades entre diferentes actores (por ejemplo, operadores del sistema, la comunidad energética misma, y cualquier potencial proveedor de servicios de terceros) para, entre otros aspectos, registro y conexión, comunicación, procesamiento y compartición de datos de medición, asignación de energía compartida, facturación, normas para el suministro residual y responsabilidad de equilibrado.<br><br>Es recomendable considerar dos enfoques para establecer condiciones regulatorias mínimas que permitan la aparición de comunidades energéticas en torno al intercambio de energía. El primero es regulaciones experimentales destinadas a aplicarse temporalmente, por ejemplo por dos años, hasta que se pudiera desarrollar una regulación más permanente.<br><br>En segundo lugar, se puede utilizar un "sandbox" regulatorio para permitir la prueba de nuevos conceptos sin cambiar el marco regulatorio existente. Operan durante un tiempo limitado y en una parte limitada de un sector o área. El propósito de un "sandbox" regulatorio es aprender sobre las | agregar/incluír regulaciones experimentarias y/o sandbox | Se aclara que la reglamentación del sandbox no hace parte del alcance del proyecto regulatorio. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | oportunidades y riesgos que conlleva una innovación particular y desarrollar el entorno regulatorio adecuado para dar cabida a estas innovaciones. | | |
| 274 | E2024009866 | Es necesario revisar la reglamentación CREG No. 701 052 de 2024 desde la nueva visión y principios de la ley de servicios públicos en elaboración | revisión general | El comentario no requiere respuesta |
| 275 | E2024009866 | La comunidad organizada es un todo: No permitir salidas individuales de la CE. Se propone que en cualquier momento un integrante de la comunidad energética puede retirarse (Cap. 1, artículo 9 y 10). Eso impide que la CE podrá funcionar como una colectividad y crea inestabilidad y costos excesivos. Atenta contra el concepto de la CE como una solución colectiva. Si una persona se puede retirar en el momento cuando hay que hacer inversión o mantenimiento, y después volver para disfrutar de los beneficios, se genera la ruina colectiva. La decisión de establecer una CE se toma con mayoría o como colectivo, y de la misma forma se puede decidir cerrarla. El Estado debe de establecer la obligación para conectarse a la red de la CE, salvo en casos excepcionales dónde se podrá solicitar una dispensación individual. | eliminar mención de retiradas individuales. revisión completo de los artículos | Los requisitos de adición y retiro de los usuarios deben ser establecidos de mutuo acuerdo en el documento de conformación de la comunidad energética, desde punto de vista regulatorio no es posible establecer reglas para obligar a los usuarios a mantenerse en la comunidad energética. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 276 | E2024009866 | La comunidad organizada es un todo: No permitir salidas individuales de la CE**.** Se propone que en cualquier momento un integrante de la comunidad energética puede retirarse (Cap. 1, artículo 9 y 10). Eso impide que la CE podrá funcionar como una colectividad y crea inestabilidad y costos excesivos. Atenta contra el concepto de la CE como una solución colectiva. Si una persona se puede retirar en el momento cuando hay que hacer inversión o mantenimiento, y después volver para disfrutar de los beneficios, se genera la ruina colectiva. La decisión de establecer una CE se toma con mayoría o como colectivo, y de la misma forma se puede decidir cerrarla. El Estado debe de establecer la obligación para conectarse a la red de la CE, salvo en casos excepcionales dónde se podrá solicitar una dispensación individual. | eliminar mención de retiradas individuales. revisión completo de los artículos | Los requisitos de adición y retiro de los usuarios deben ser establecidos de mutuo acuerdo en el documento de conformación de la comunidad energética, desde punto de vista regulatorio no es posible establecer reglas para obligar a los usuarios a mantenerse en la comunidad energética. |
| 277 | E2024009866 | Redes internas de las CEs: No permitir la creación de islas insostenibles en el SIN**.** Se propone que la comunidad energética (CE) tiene que negociar la remuneración de los activos eléctricos internos con el operador de red (OR) y que tiene que asumir toda la responsabilidad de su red interna (Cap. 2, artículo 11). Eso genera un desequilibrio donde un OR pueda obstaculizar fácilmente el establecimiento de una CE y/o arbitrariamente echar el costo por reparar una red en mal estado a la CE. Es el Estado que debe de definir el valor de los activos internos. Y el OR debe de seguir con su responsabilidad de mantener la red interna. La CE no debe de pagar por utilizar la red interna porque el autoconsumo de electricidad de la CE también genera ahorros para el OR en la red externa, dónde | revisión completo de los artículos | Se aclara que la remuneración de los activos al interior de la comunidad energética no hace parte del proyecto regulatorio y es responsabilidad de esta.<br><br>En todo caso se deja la regla de que cada miembro del AC o GDC debe tener una única frontera y conexión ante el sistema. Por lo cual el OR mantendrá su responsabilidad hasta dicho punto.<br><br>No se permitirán fronteras con más de un usuario que sean parte del AC o un GDC. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | va a haber menos necesidad de mantenimiento. | | |
| 278 | E2024009866 | Premiar el valor que crea la CE para la sociedad colombiana a través de incentivos Primero, la CE debe exportar a la red e importar como colectivo, no individualizado come se propone en Cap. 2, articulo 18.<br><br>Segundo, el autogenerador colectivo (AC) debe de pagar precio de mercado cuando importa para incentivar la autosuficiencia, pero sólo después de calcular kWh importadas menos kWh exportadas.<br><br>Tercero, al generador distribuido colectivo (GDC) se le debe pagar una atractiva FIT (tarifa fija y subvencionada de suministro a la red) o una atractiva FIP (tarifa de prima de suministro a la red). Cuarto, estos incentivos se pueden ir descendiendo según el tamaño de la capacidad instalada, siendo menor de 1 MW el primer escalón, con otros escalones para alcanzar por lo menos 5 MW. | revisión completo de los artículos | Aclaramos que la CE puede ser un AC o un GDC.<br><br>Cuando es un AC tendrá la posibilidad de repartir los excedentes entre las diferentes fronteras, pero no pueden dejarse como consumo colectivo, esto pues el CU depende del nivel de tensión. La Tarifa por consumo ya tiene su metodología de cálculo.<br><br>En cuanto al GDC, ya se tiene un precio definido en la Res. CREG 174 de 2021 que no puede permitir un arbitramiento, puesto que las reglas deben ser semejantes. Esto es, no permitir ventajas competitivas, puesto que las reglas de la CREG no pueden expedirse en ese sentido.<br><br>Así mismo debe tenerse en cuenta que cualquier precio regulado tiene traslado a la demanda, por lo que dar incentivos aumenta el impacto en la tarifa de los usuarios. |
| 279 | E2024009866 | Abrir espacios para la conformación de asociaciones o alianzas de CEs con capacidades avanzadas<br>En la resolución se supone que la CE sea representada por un agente comercializador que lo representa quien es el mismo OR del área. Pero la CE debe de también poder hacerse representar por una asociación o alianza de CEs para negociar y vender y comprar energía. Este punto se encuentra referenciado en el ARTÍCULO 2.2.9.1.5. del decreto 2236 del 2023 a decir, | agregar punto | Se aclara que el proyecto regulatorio no tiene limitaciones respecto a la conformación o asociación de las comunidades energéticas. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | Representación de comunidades energéticas y asociación de comunidades energéticas con fines de autogeneración y autoabastecimiento. | | |
| 280 | E2024009866 | Organización: Incluír Barrios subnormales en las CEEP: En la resolución se establece un régimen diferencial para las comunidades étnicas y campesinas a fin de generar procesos de autonomía dentro de los territorios propios (CEEP). Sin embargo, hay procesos periféricos de ciudades donde es necesario un régimen diferencial dadas las condiciones de prestación de servicio, esto con el fin de establecer un servicio universal. Se toma los barrios subnormales como una oportunidad de dar un régimen diferencial y contribuir a la prestación de servicio como bien universal. | agregar barrios subnormales en la definición de las CEEP | Ver respuesta al comentario 11. |
| 281 | E2024009866 | Artículo 4 establece que las tarifas de las CEEP (etnias, NARP, campesinos) no pueden ser superiores a las que cobran el comercializador. Eso está bien, pero debe de calcularse cómo un promedio de tres años consecutivos para que hay maniobra para que la CE podrá resolver un problema puntual que requiere inversión. | agregar precisión | Ver respuesta al comentario 11. |
| 282 | E2024009866 | Artículo 12 establece que sólo conexiones inferiores de 100 kW son exceptuadas del cargo por respaldo. No hay que establecer topes por debajo de 1 MW como el límite. | aumentar tope a por lo menos 1 MW | Se aclara que dicho limite proviene de la aplicación de una norma de carácter superior.<br><br>En todo caso, este tema se abordará de forma conjunta y posterior con el análisis del Decreto 1403 de 2024. |
| 283 | E2024009866 | Falta mecanismos de protección para la CE frente al OR en el caso que este es abusivo. Por ejemplo, en artículo 8 hace falta establecer sanciones para el OR si alarga los tiempos para conectar a la CE, etc | agregar régimen de sanciones para los OR | Se informa que los derechos y deberes de los usuarios y de los AGPE están contenidos en la resolución CREG 108 de 1997 y resolución CREG 135 de 2021. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | | Así mismo la CREG no tiene competencias por Ley para imponer sanciones. Esto corresponde a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios o a la Superintendencia de Industria y Comercio. |
| 284 | E2024009866 | Es excesivamente burocrático exigir que exista una declaración de cada integrante de la CE que confirma conocer las condiciones del acuerdo ACE (ver por ejemplo artículo 5b). Es normal que hay un flujo de gente entrando y saliendo de una comunidad, no deben de firmar declaraciones para poder ser parte de una CE existente. | eliminar estos deberes de la CE | Ver respuesta al comentario 172 |
| 285 | E2024009866 | Artículo 22.1 limita arbitrariamente la participación de CEs en el mercado fijando un tope de 4%. Pero el objetivo político establecido es otro: aumentar la participación de CEs en el mercado para democratizar la energía y hacerla más accesible. No hay que establecer topes arbitrarios | eliminar articulo 22.1 | No se acoge el comentario, debido a que el impacto tarifario en otros usuarios del mercado de comercialización es significativo y requiere revisión por parte de la Comisión. De acuerdo con lo expresado en el documento soporte de la Resolución CREG 030 de 2018 el límite del 4% es justificado técnica y económicamente. Así mismo, si la Comisión encuentra una afectación no esperada antes del 4%, las reglas también podrían modificarse, puesto que una de sus funciones es preservar condiciones tarifarias con criterios económicos y de eficiencia definidos en la Ley. Ver capitulo de impactos del documento soporte. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 286 | E2024009862 | A través del Artículo 25 de la Ley 2294 de 2023 desde el Gobierno Nacional se dispone de un lineamiento entorno a la definición y entendimiento de las Comunidades Energéticas como:<br><br>“Comunidades Energéticas. Los usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos podrán constituir Comunidades Energéticas para generar, comercializar y/o usar eficientemente la energía a través del uso de fuentes no convencionales de energía renovables -FNCER-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.<br><br>Las Comunidades Energéticas podrán ser conformadas por personas naturales y/o jurídicas. En el caso de las personas naturales y de las estructuras de Gobierno Propio de los Pueblos y Comunidades Indígenas y de las comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras que se constituyan como Comunidades Energéticas, podrán ser beneficiarias de recursos públicos para el financiamiento de inversión, operación y mantenimiento de infraestructura, con base en los criterios de focalización que defina el Ministerio de Minas y Energía. La infraestructura que se desarrolle con recursos públicos podrá cederse a título gratuito a las Comunidades Energéticas, en las condiciones que defina el Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con las entidades competentes.” Subrayado y negrita fuera de texto original.<br><br>No obstante, se observa que, en el Proyecto de Resolución se acota la definición de | Así las cosas, resulta evidente que, desde la creación de la política pública del Gobierno Nacional, liderada por el Ministerio de Minas, se enfatiza en la formación de Comunidades Energéticas con destino a usuarios en condiciones de vulnerabilidad, siendo parte de estos aquellos ubicados en Áreas Especiales.<br><br>En este sentido, de acuerdo con lo ordenado por la Ley 2294 de 2023, junto con los Decretos que el Ministerio de Minas y Energía ha expedido para materializar el desarrollo de las Comunidades Energéticas, es necesario la inclusión de las Áreas Especiales dentro de las CEEP, de manera que estos usuarios en evidentes condiciones de vulnerabilidad puedan contar con los beneficios que son desprendidos en la Resolución, como también los tienen los usuarios de comunidades energéticas constituidas con base en las estructuras de Gobierno Propio de los Pueblos y Comunidades Indígenas y de las comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras. En términos concretos, el proyecto de resolución debe incluir a las personas naturales en Áreas Especiales que fungen como usuarios residenciales. | No se acepta el comentario, en los lineamientos de política pública del artículo 235 de la ley 2294 del 2023 y el decreto 2236 de 2023 no se establecen criterios diferenciales para las comunidades energéticas en áreas especiales. En ese sentido, la armonización de la regulación se realiza dando cumplimiento a los lineamientos de política publica vigentes. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | Comunidades Energéticas (CEEP), de manera tal que excluye la figura de personas naturales, tal como está estipulado en la Ley 2294 de 2023. Esto puede evidenciarse en los artículos 4, 5, 6 y 9 del Proyecto de Resolución, en donde se establecen condiciones de flexibilización en términos de deberes y derechos de los integrantes de la CE, en comercialización de energía de la CE, en transacciones de energía al interior de una CEEP y en las condiciones de registro de fronteras.<br><br>Por otra parte, en atención con lo dispuesto en la Ley 2294 de 2023, el MME expidió la Resolución 40137 de 2024, "Por la cual se definen los criterios de focalización para la orientación de recursos públicos con destino a Comunidades Energéticas", mediante la cual, en su Artículo 2 sobre los criterios de focalización, incluye en el numeral 1.8 a las Áreas Especiales como una variable para focalizar aquellas comunidades ubicadas en áreas rurales de menor desarrollo, las zonas de difícil gestión y los barrios subnormales en el marco del Decreto número 1073 de 2015.<br><br>Conforme a lo anterior, en el Decreto de 1073 de 2015 se definen tanto las Áreas Especiales como los 3 grupos de usuarios que las conforman, de la siguiente manera:<br><br>"Áreas Especiales: Para efectos del presente Decreto, entiéndase por Áreas Especiales a las Áreas Rurales de Menor Desarrollo, Zonas de Difícil Gestión y Barrios Subnormales, respecto de los cuales los usuarios de los estratos 1 y 2 ubicados en las mismas, son beneficiarios | | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | del Fondo de Energía Social de que trata el artículo 103 de la Ley 1450 de 2011, de conformidad con las definiciones que se establecen para cada una de ellas en el presente acto.<br><br>Área Rural de Menor Desarrollo: Es el área perteneciente al sector rural de un municipio o distrito que reúne las siguientes características: (i) presenta un índice superior a cincuenta y cuatro punto cuatro (54.4), conforme con el indicador de las Necesidades Básicas Insatisfechas publicado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística y (ii) está conectada al circuito de alimentación por medio del cual se le suministra el servicio público de energía eléctrica.<br><br>(…)<br><br>Barrio Subnormal: Es el asentamiento humano ubicado en las cabeceras de municipios o distritos que reúne los siguientes requisitos: (i) que no tenga servicio público domiciliario de energía eléctrica o que éste se obtenga a través de derivaciones del Sistema de Distribución Local o de una Acometida, efectuadas sin aprobación del respectivo Operador de Red ; (ii) que no se trate de zonas donde se deba suspender el servicio público domiciliario de electricidad, de conformidad con el artículo 139.2 de la Ley 142 de 1994, las normas de la Ley 388 de 1997 y en general en aquellas zonas en las que esté prohibido prestar el servicio y, iii) Certificación del Alcalde Municipal o Distrital o de la autoridad competente en la cual conste la clasificación y existencia de los Barrios Subnormales, la | | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | cual deberá ser expedida dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha de la respectiva solicitud efectuada por el Operador de Red.<br><br>(…)<br><br>Zonas de Difícil Gestión: Conjunto de usuarios ubicados en una misma zona geográfica conectada al Sistema Interconectado Nacional, susceptible de ser aislado eléctricamente por el mismo circuito alimentador de Nivel II, que presenta durante el último año en forma continua, una de las siguientes características:<br><br>Cartera vencida mayor a noventa días por parte del cincuenta por ciento (50%) o más de los usuarios de estratos 1 y 2 pertenecientes a la zona, o (ii) Niveles de pérdidas de energía superiores al cuarenta por ciento (40%) respecto a la energía de entrada al Sistema de Distribución Local que atiende exclusivamente a dicha zona.<br><br>(…)" Subrayado fuera de texto original.<br><br>Bajo las definiciones expuestas anteriormente por el Ministerio de Minas y Energía, se entiende que el grupo de usuarios que componen lo denominado Áreas Especiales presentan condiciones particulares en la prestación del servicio, desde las especificaciones técnicas hasta elevados niveles de Necesidades Básicas Insatisfechas y dificultades para hacer frente a sus obligaciones de pago por el servicio público de energía eléctrica.<br><br>Dicho esto, el Decreto 2236 de 2023 "Por el | | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | 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", define las condiciones de vulnerabilidad que pueden llegar a presentar grupos de usuarios de la siguiente manera:<br><br>“Condiciones de vulnerabilidad: Condiciones de marginalidad de grupos significativos de la población que impiden procurarse su propia subsistencia o lograr niveles más altos de bienestar debido a situaciones que lo ponen en desventaja frente al resto de la población.”<br><br>Bajo este entendido, desde la normativa aplicable a las Áreas Especiales es posible identificar como población en condiciones de vulnerabilidad a los usuarios ubicados en ellas. De acuerdo con los desarrollos normativos antes referidos, los usuarios en condiciones de vulnerabilidad son identificados a partir de criterios de bienestar, como Necesidades Básicas Insatisfechas, características que son coherentes con los grupos de usuarios de Áreas Especiales.<br><br>En este contexto, el Decreto 2236 de 2023 establece como la naturaleza jurídica y objetivo de las Comunidades Energéticas, lo siguiente:<br><br>“(…)<br><br>d) Descentralizar la generación, el | | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | almacenamiento y el consumo de energía hacia las comunidades, especialmente, hacia las comunidades que experimentan condiciones de vulnerabilidad.<br><br>(…)<br><br>f) Desarrollar la economía local y territorial, en el marco del desarrollo sostenible, a partir de la generación de energía, el almacenamiento y el uso eficiente de la energía de las comunidades, especialmente, de las comunidades que experimentan condiciones de vulnerabilidad.<br><br>(…)<br><br>h) Ofrecer unas condiciones económicas asequibles al servicio de energía para las comunidades, especialmente, aquellas que experimentan condiciones de vulnerabilidad.” | | |
| 287 | E2024009862 | Respecto a la definición de “Autogeneración Colectiva (AGRC)” se tiene que corresponde a la *“Actividad realizada por la comunidad energética que produce energía, principalmente, para atender su propia demanda de energía”.*<br><br>Así también, mediante la definición de “Capacidad instalada o nominal del Autogenerador Colectivo o de un Generador Distribuido Colectivo” se indica que “La capacidad instalada o nominal del AC o de un Generador Distribuido Colectivo (GDC) es la sumatoria de las capacidades instaladas o nominales individuales de cada uno de los sistemas de generación que hacen parte del AC o de un GDC”. | Bajo estos antecedentes, es necesario aclarar si una Comunidad Energética puede ejercer la actividad de Autogeneración Colectiva (AGRC) en distintos Sistemas de Distribución Local entendiendo que existe máximo límite en la dispersión de la actividad de AGRC, la capacidad instalada de las unidades de generación y sus usuarios al mismo SDL. | Se aclara que los límites de potencia y dispersión de la autogeneración colectiva está determinada en la Resolución UPME 000501 de 2024 no se modifican el proyecto regulatorio. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | Por otra parte, el Artículo Segundo de la Resolución UPME 000501 de 2024 establece que “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”.<br><br>En esta misma línea, el Artículo Tercero de la citada Resolución UPME dispone 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)”. | | |
| 288 | E2024009862 | Si bien el proyecto de resolución define el término de Comunidades Energéticas en función de lo establecido en el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023, es imperativo que tanto el Ministerio, como la UPME y la Comisión planteen mecanismos de sostenibilidad para estas comunidades. Esto es esencial para determinar las condiciones que permitan su masificación en todo el territorio y garantizar su viabilidad a largo plazo. | Este mecanismo de sostenibilidad debe establecer, entre otras cosas, lo siguiente: i) una planificación estratégica, ii) un modelo de negocio sostenible que garantice la recuperación de costos y la generación de ingresos para el mantenimiento del sistema, iii) el establecimiento de un plan de mantenimiento regular y una operación eficiente del sistema, iv) capacitación técnica y concienciación comunitaria, v) la | Ver respuesta al comentario 214. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | definición de una estructura de gobernanza y participación comunitaria, y finalmente, vi) el monitoreo y evaluación del proyecto. | |
| 289 | E2024009862 | De acuerdo con el Proyecto de Resolución, en cuanto al cambio de medidor bidireccional, el agente comercializador tendrá un plazo de 15 días hábiles a partir de la solicitud para su suministro, calibración, instalación, configuración y puesta en operación.<br><br>No obstante, La Corte Constitucional declaró inconstitucional la medida consignada en el Artículo 56 de la Ley 2099 de 2021, aprobada por el Congreso de la República, en la cual se establecía que "las empresas prestadoras del servicio de energía deberán asumir los costos asociados a la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes mencionados en la presente ley. De ninguna manera este costo podrá ser trasladado al usuario en la facturación o cualquier otro medio" | En este sentido, debido a esta decisión de la Corte Constitucional, los usuarios deben asumir los costos asociados a la instalación del medidor que previamente instalen las empresas prestadoras de servicios públicos. En este sentido, el proyecto de resolución no debe asignar la responsabilidad del suministro al comercializador, ya que esto vulnera el criterio de recuperación de costos las empresas comercializadoras. g | Se aclara que el proyecto de resolución no asigna la responsabilidad de suministro del medidor al comercializador, el pago de este debe ser acordado con el usuario conforme el Código de Medida y la Resolución CREG 174 de 2021. |
| 290 | E2024009862 | Si bien en el artículo 17 del Proyecto de Resolución se menciona sobre el reconocimiento de excedentes de un AC, no es claro cuando en los numerales 1 y 2 se hace referencia a "por usuario". En este sentido, se hace necesario establecer la expresión matemática a través de la cual se puede determinar si existe aplicación de lo establecido en el numeral 1 del artículo 25 de la Resolución 174 de 2021 o del el numeral 2 del artículo 25 de la Resolución 174 de 2021. | | Se incluye termino de capacidad instalada por usuario con fines comerciales y con fórmula matemática.<br><br>Ver respuesta comentario 33 y 268 |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 291 | E2024009862 | En el marco de lo establecido en la naturaleza jurídica y objetivos de las Comunidades Energéticas dispuesto en el Decreto 2236 de 2023, como el ofrecer unas condiciones económicas asequibles al servicio de energía para las comunidades, especialmente, aquellas que experimentan condiciones de vulnerabilidad, es necesario que se creen incentivos de manera que el reconocimiento de excedentes de tipo i) estipulados en la Resolución CREG 174 de 2021 sean aplicados a las CEEP independientemente de la capacidad instalada o nominal del Autogenerador Colectivo o del Generador Distribuido Colectivo. Lo anterior, permitiría una estabilidad financiera para aquellos usuarios en condiciones de vulnerabilidad y una mayor sostenibilidad interna para lograr las competencias requeridas para la prestación del servicio de la Comunidad Energética. | Dicho esto, es importante recalcar que esta medida debe ser acotada a las CEEP, incluidos los usuarios de Áreas Especiales, dado que en la medida en que estos beneficios sean extendidos a todo tipo de usuario, se generaría un incentivo perverso en usuarios con mejores capacidades adquisitivas como industriales y comerciales, de manera que podrían congestionar las redes en la formación de CE con el único objetivo de percibir un ahorro en los cargos por uso de la red y solo verse obligados a pagar el cargo de comercialización. Así, no se podría hablar de la democratización de la energía, el desarrollo de la economía local o de condiciones económicas asequibles al servicio de energía si la congestión de las redes es producto de Comunidades Energéticas de usuarios industriales y/o comerciales con un elevado poder adquisitivo. | Ver respuesta al comentario 11. |
| 292 | E2024009862 | El presente artículo modifica lo definido en el artículo 9 de la Resolución CREG 174 de 2021, en donde se establece que los potenciales AGPE, AGGE y los GD deben gestionar su solicitud de conexión a través de la ventanilla única que implementará y gestionará la UPME. Con esta propuesta se amplía el ámbito de aplicación a proyectos de AC y GDC.<br><br>Actualmente, la ventanilla para este tipo de proyectos no se encuentra en funcionamiento y la canalización de las solicitudes se hace a través del OR. Durante | | Se aclara que mientras se encuentra operativa la ventanilla única las solicitudes de AC, GDC, AGPE, y GD continuarán siendo atendidas por el OR.<br><br>Ver respuesta comentario 256. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | los últimos dos años se ha visto una baja eficiencia por parte de la UPME en la asignación de la capacidad de transporte y en dar respuesta a las múltiples solicitudes que se hacen promotores de proyectos y transportadores. Es por esto que, en incluir a la UPME en alguna de las fases del proceso de asignación de capacidad para AC y DGC puede convertirse en barreras entrada para estas nuevas tecnologías. | | |
| 293 | E2024009872 | • Diferencia entre un Autogenerador Colectivo y un Generador Distribuido Colectivo.<br>De lo establecido en la resolución y en el Decreto 2236 no hay claridad en la diferencia entre una AGRC y un GDC. Se entiende que la primera incluirá usuarios del servicio de energía eléctrica que hacen parte de la comunidad que no tienen dentro de sus redes internas una autogeneración y posiblemente otros que tienen tanto consumo como autogeneración y donde los excedentes serán aportados a los otros miembros de la comunidad y con estos hacer los créditos de energía. Para el caso de la AGDC, no es claro si la diferencia con la AGRC una opción se refiere a que en la Generación Distribuida Colectiva ningún miembro tiene detrás de su medidor la generación (es decir ninguno es Autogenerador) y por lo tanto son granjas solares conectadas directamente a la red, y si esa fuera la diferencia, si en el caso de la AGDC no es permitido aplicar al mecanismo de créditos de energía. | | Se aclara en la conformación de un AC y un GDC en la norma. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | Por lo anterior solicitamos aclarar las siguientes preguntas:<br><br>o ¿En el caso de la AGRC toda la energía debe provenir de un cliente que autogenera? Es decir, si siempre debe haber una generación detrás del medidor de un usuario, o en la suma de capacidad del AGRC se permite vincular Generación Distribuida.<br><br>o En el caso de la Generación Distribuida Colectiva, que hace parte de una comunidad, ¿la energía inyectada a la red solo puede aplicarse a la comunidad como un valor a pagar, es decir, con la AGDC no se pueden realizar créditos de energía contra los consumos de las facturas de los clientes? | | |
| 294 | E2024009872 | • Comunidades Energéticas (CEEP), Se requiere una definición explícita de lo que serán las Comunidades Energéticas (CEEP), con las delimitaciones para ser considerado como tal, en especial para lo que en el artículo 4 se indica como “Comunidades Campesinas”, donde se les da el mismo tratamiento que las comunidades afrocolombianas, raizales y palenqueras para que puedan constituirse como CEEP. Estas últimas son grupos étnicos que han sido reconocidos por el estado colombiano y se tienen criterios claros para ser consideradas como tal. Sin embargo, no existe una definición específica para las comunidades campesinas, que acote quienes podrían realmente determinarse de esta manera. | Asegurar que los beneficios destinados a las CEEP no sean aprovechados indebidamente por una definición amplia que abra la puerta a cualquier persona que, para aprovechar el beneficio. Esto requiere establecer criterios claros y efectivos para verificar la autenticidad de quienes reclaman pertenecer a estas comunidades. | Ver respuesta al comentario 11. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 295 | E2024009872 | • Aplicación del Cobro del COT: En el parágrafo, se establece que: “En el caso de que un usuario de una CE provenga de un mercado de comercialización donde se cobre el costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria (COT), dicho usuario deberá seguir pagando este costo hasta su finalización”. Consideramos necesario que se precise cómo el comercializador llevará a cabo el cobro del COT definido en la Resolución CREG 101 028 de 2023. Esto debido a que en el caso de los AC la facturación se realiza sobre el consumo neto. Podría entenderse que como sobre el crédito de energía se cobra la componente de Comercialización, allí se estaría dando cumplimiento, no obstante, hoy el cobro de la componente Cx es un pago al comercializador por la gestión y administración del riesgo de realizar la facturación neta. Debe ser aclarado.<br><br>Para los usuarios de CE constituidas con base en las estructuras de Gobierno Propio (CEEP), ya que estas al tener posibilidad de agrupación de fronteras no habría una forma de aplicar el cobro al interior, más allá de la liquidación de los excedentes en la frontera agrupadora.<br><br>• Respecto a las actividades tales como suspensión y reconexión a miembros de las CEEP, se entiende que al considerarse la frontera agrupadora como el usuario conectado al SDL, ante un incumplimiento en el pago que derive en un proceso de suspensión o corte, este le aplica a toda la frontera agrupadora, por cuanto el comercializador que lo atiende no realiza gestión individual con los miembros y es | Sugerimos mayor claridad para los 2 puntos expuestos. | Respecto al Costo de la Opción Tarifaria se aclara que el mismo está incluido en la variable Cv del costo unitario de prestación del servicio definido en la resolución CREG 119 de 2007. Incluido en la valoración del crédito de energía de la resolución CREG 174 de 2021.<br><br>Respecto a las CEEP ver respuesta al comentario 11. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | responsabilidad del representante de la CEEP. Se entiende, por tanto, que consecuencias por el incumplimiento por el no pago de la energía consumida al interior de la CEEP, al ser exentas de los deberes establecidos la Resolución CREG 108 de 1997, son asumidas por el representante de la comunidad y el Comercializador que atiende la frontera no tiene responsabilidad alguna sobre ello. Esto debe ser aclarado con mayor detalle en este artículo. | | |
| 296 | E2024009872 | Si bien se entiende que el "cumplimiento a lo establecido en la resolución CREG 156 de 2011, a excepción de las CEEP que realicen transacciones de energía eléctrica a usuarios al interior de su frontera agregadora" no exime que a las CEEP le apliquen todas las disposiciones definidas en la regulación, tanto a nivel de comercialización como a nivel de código de medida sobre la frontera agregadora. | Proponemos que quede establecido que las CEEP deben aplicar todas las disposiciones definidas en la regulación, tanto a nivel de comercialización como a nivel de código de medida sobre la frontera agregadora. | Ver respuesta al comentario 11. |
| 297 | E2024009872 | La posibilidad de realizar agregación de usuarios en una frontera comercial tiene una serie de implicaciones que deben ser consideradas:<br><br>i. Se otorga la función de operación de la red agregada, con las responsabilidades en cuanto a seguridad en las maniobras de la red, ajuste de protecciones, conexión, etc al Representante de la Comunidad Energética, que no necesariamente tendrán las competencias y responsabilidad legal sobre accidentes eléctricos, coordinación de operación con el OR, etc. En todo caso, de insistir en esta medida, debe ser clara la responsabilidad del Representante de la comunidad frente al sistema. | Dar claridad que ante la intención de agregar usuarios que actualmente se encuentran conectados a la red de uso general, donde la red, transformadores y equipos fueron desarrollados por el Operador de Red debe respetarse su propiedad y previo a la conformación de la frontera agregadora debe haberse definido la compra de los activos o la remuneración asociada. | Ver respuesta al comentario 11.<br><br>En cuanto a la agregación, se permite, pero comercialmente. Es decir, cada frontera tendrá un usuario miembro de un AC o un GDC. La responsabilidad del OR continuará conforme la regulación vigente. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | ii. Se excluye al Operador de Red de la función de la aprobación de conexión de nuevas cargas y generación al interior de la frontera agregadora, pues ya no tendrá visibilidad de toda la red. En ese mismo sentido, los usuarios al interior de la red agregadora pierden la posibilidad de selección de su prestador y de acudir a una empresa vigilada por la SSPD y de poder recurrir a los procedimientos administrativos para exigir sus derechos. | | |
| 298 | E2024009872 | El literal c) plantea que la solicitud de conexión para un AC o GDC cuya capacidad instalada sea superior al límite definido en la Resolución UPME 281 de 2015, es decir superior a 1MW, y cuya potencia máxima declarada sea inferior a 5 MW, se aplicarán los procedimientos de la resolución CREG 174 de 2021. Esto estaría ampliando el alcance de dicha resolución que actualmente limita a 1 MW la competencia del OR para aprobaciones de generación. Esta diferencia, además le estaría dando ventajas a un tipo de agente (comunidad Energética) respecto de otro promotor que tenga una generación entre 1 y 5 MW que debe hacer el trámite ante la UPME. | Consideramos que se deben mantener las condiciones actuales de la Resolución 174 donde las solicitudes de GDC mayor a 1 MW sea tramitada con el procedimiento definido en la Resolución CREG 075 de 2021. | Se corrigen el uso de capacidades conforme el proceso de conexión que corresponda. |
| 299 | E2024009872 | • El numeral 6 establece que En cada punto de conexión el AC podrá solicitar al comercializador el cambio de medidor a uno bidireccional horario o a uno de medición avanzada. Al respecto, debe plantearse de manera clara, como está definido en la Ley 142 de 1994, que el costo debe ser asumido por el usuario o AC que solicita el cambio.<br><br>• Igualmente, y en caso de persistir en un esquema de frontera agregadora para las CEEP, debe aclararse que la | • Debe plantearse de manera clara, como está definido en la Ley 142 de 1994, que el costo debe ser asumido por el usuario o AC que solicita el cambio.<br><br>• Debe aclararse que la responsabilidad de cambio de medidores al interior de la frontera debe ser atendido por el Representante de la CEEP. | Ver Respuesta al comentario 289. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | responsabilidad de cambio de medidores al interior de la frontera debe ser atendido por el Representante de la CEEP. | | |
| 300 | E2024009872 | | Consideramos necesario que se definan claramente las responsabilidades que debe tener el representante de la CE o CEEP frente al Operador de Red, de manera que ante un escenario de masificación de sistemas de este tipo no se pierda el control en la red. Entre las responsabilidades que debería tener la CE o la CEEP están:<br><br>- El reporte semanal al comercializador del pronóstico de su demanda, para que este proceda a notificar al Operador de Red (OR), y así facilitar la gestión de los circuitos en los cuales se encuentre ubicada la comunidad. Esta práctica facilita una gestión eficiente de los circuitos donde está ubicada la CE, permitiendo ajustes anticipados en la operación de la red. La precisión en los pronósticos de demanda es esencial para optimizar la distribución y asegurar un suministro eléctrico estable y confiable, beneficiando tanto a los usuarios de la CE como al sistema eléctrico en general.<br><br>- La coordinación con el OR para la | Ver Respuesta al comentario 11.<br><br>Sobre lo solicitado le indicamos que las reglas cambian para que solo sea un usuario miembro por frontera comercial del AC o del GDC. Por lo cual la responsabilidad del OR sigue estando hasta dicha frontera. Es similar a tener AGPE o GD distribuidos en el sistema, pero que sus fronteras pueden agruparse para fines comerciales.<br><br>No es necesario ampliar las reglas en el sentido solicitado, puesto que también se tendrían que ampliar a los AGPE y GD. Por ahora no se toman los comentarios, pero más adelante con la incorporación masiva podrían tomarse responsabilidades de algún tipo. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | realización de mantenimientos en la red.<br><br>- Solicitud de ampliación de carga al OR en el caso de las CEEP, donde el Representante de la comunidad, previo a instalar mayor carga en el circuito, deba previamente solicitarla al OR y este pueda dimensionar los requerimientos de expansión de la red de uso general. | |
| 301 | E2024009872 | Como está planteado en la propuesta, en una comunidad conformada por múltiples usuarios donde solo unos de ellos son los AGRC que entregan excedentes, estarían obligados a pagar respaldo solo estos últimos y no todos los miembros de la comunidad que accederán a los créditos de energía. Es decir, que el pago por respaldo para compensar el efecto que tendrá el neteo sería de una mínima parte de la demanda que dejará de pagar los costos de la red.<br><br>Adicionalmente, la aplicación del Capítulo 10 de la Resolución CREG 015 de 2018 implica una negociación con cada cliente, donde incluso él puede decidir contratar un valor de cero kW de potencia, lo cual haría inocuo este aspecto, pues sería casi imposible que el OR controle o limite el uso de la red en este tipo de clientes cuando han decidido no pagar respaldo. | La solución de mediano y largo plazo para compensar el efecto en la componente de Distribución es la migración a un esquema de tarifas binomias (energía y potencia), sin embargo, en el corto plazo el camino es el cobro de respaldo, donde consideramos necesario implementar un esquema simplificado de respaldo, como una tarifa en $/kWh sobre el crédito aplicado y que sea de aplicación general a todos los miembros de la comunidad, independientemente de la capacidad.<br><br>Es importante tener en cuenta que una tarifa unificada por kWh consumido permite una mayor transparencia y comprensión para los miembros de la CE. Al estandarizar el costo, se elimina la complejidad de calcular el valor de respaldo de red basado en múltiples puntos de conexión y distintas capacidades instaladas. Además, al aplicar este tipo de tarifa, se asegura que todos los miembros de la comunidad contribuyan | Ver respuesta al comentario 4. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | proporcionalmente al costo del respaldo de red según su consumo real. De igual manera, otro punto relevante, es que esto permite simplificar los procedimientos, pues una tarifa por kWh consumido facilita la implementación y gestión tanto para las CE como para los OR. | |
| 302 | E2024009872 | Se plantea que la calidad del servicio para una comunidad energética se medirá en el punto de conexión con el SDL, sin embargo, este concepto aplicaría solamente para el caso de las CEEP que tengan un único punto de conexión en el cual se instala una frontera agregadora, para las demás CE interconectadas cada miembro de la comunidad está conectado al sistema del Operador de red y por lo tanto la medición debe seguir siendo a nivel individual. | Para el caso de compensaciones, dado que en el caso de las CE de capacidad menor a 100 kW no pagarán los costos de la red, debe indicarse cómo se realizarían las compensaciones. Sugerimos que se indique de manera explícita si la liquidación se llevará a cabo de la misma manera que con los Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE), es decir, con base en el consumo facturado. | Ver Respuesta al comentario 31. |
| 303 | E2024009872 | • De acuerdo con este apartado, se realizará el cobro por el transporte de energía reactiva cuando superen los límites establecidos en cada caso, de acuerdo con lo establecido en el capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018. Consideramos necesario que la propuesta aclare cómo se aplicará este cobro.<br><br>- ¿Se aplicará a cada usuario, dividiendo la potencia del sistema de generación de la CE entre el número de usuarios?<br>- ¿Se aplicará tomando el valor a pagar y distribuyéndolo a la prorrata de la variable PDEC establecida en el ACE?<br>- ¿Se aplicará a la frontera correspondiente al sistema de ARGC o GDC? Es esencial definir este aspecto para asegurar una aplicación adecuada del cobro del Costo del Transporte de Energía Reactiva (CTER) y | Dar claridad sobre los puntos mencionados. | Ver respuesta al comentario 5. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | garantizar la transparencia en la gestión de las CE. | | |
| 304 | E2024009872 | | Definir cuáles serán los reportes y requerimientos de información al Sistema Único de Información (SUI) que aplicarán a los usuarios miembros de las CE y CEEP. | De acuerdo con lo establecido en el literal c) del ARTÍCULO 2.2.9.1.11. del Decreto 2236 del 2023, "Las comunidades energéticas se registrarán en el sistema que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios disponga para tal fin. Dicha entidad establecerá los términos y condiciones de registro, teniendo en cuenta que será un instrumento diferenciado y flexible acorde con la naturaleza jurídica y objetivos de las comunidades energéticas del artículo 2.2.1.0.1.2." |
| 305 | E2024009872 | • Se requiere claridad de como de determina la capacidad instalada por usuario:<br><br>Se plantea que para un AC con capacidad instalada o nominal por usuario menor o igual a 100 kW, se aplica el esquema definido para los AGPE de este rango, es decir el máximo incentivo (solo paga la componente de comercialización sobre el crédito). De las definiciones de la Resolución no es claro:<br>- Si la capacidad de una AC es la suma de la capacidad instalada de los clientes autogeneradores (clientes que en el mismo punto de conexión tienen generación y consumo) que entran a hacer parte de una CE, y dicha capacidad dividida entre el total de miembros de la CE es la referencia para determinar si de manera individual supera los rangos planteados en los numerales 1, 2 y 3 de este artículo.<br><br>- Si en este cálculo para determinar la liquidación que le aplica se suma solo la capacidad de los autogeneradores (clientes | Dar claridad sobre los puntos mencionados. | Se aclara en la resolución definitiva. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | con medición bidireccional miembros de la comunidad) o también la generación distribuida colectiva que hace parte de la comunidad energética. | | |
| 306 | E2024009872 | • Se requiere claridad de como de determina la capacidad instalada por usuario: Se plantea que para un AC con capacidad instalada o nominal por usuario menor o igual a 100 kW, se aplica el esquema definido para los AGPE de este rango, es decir el máximo incentivo (solo paga la componente de comercialización sobre el crédito). De las definiciones de la Resolución no es claro:<br>- Si la capacidad de una AC es la suma de la capacidad instalada de los clientes autogeneradores (clientes que en el mismo punto de conexión tienen generación y consumo) que entran a hacer parte de una CE, y dicha capacidad dividida entre el total de miembros de la CE es la referencia para determinar si de manera individual supera los rangos planteados en los numerales 1, 2 y 3 de este artículo.<br>- Si en este cálculo para determinar la liquidación que le aplica se suma solo la capacidad de los autogeneradores (clientes con medición bidireccional miembros de la comunidad) o también la generación distribuida colectiva que hace parte de la comunidad energética. | Dar claridad sobre los puntos mencionados. | La definición se aclara en la resolución definitiva. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 307 | E2024009872 | • Considerar la capacidad instalada por usuario abre un espacio muy amplio para el subsidio que implica el crédito de energía de usuarios con capacidad menor a 100 kW El incentivo que se otorga a las comunidades energéticas, y que ya tenían los AGPE, en cuanto a la exención del pago por el uso de las redes de transmisión y distribución necesariamente tendrá un efecto en el valor unitario de estas componentes en las tarifas de quienes no acceden a ser Autogenerador, AGPE o comunidades energéticas.<br>El efecto se dará en dos vías, la primera en una reducción de la demanda que paga los costos de T&D y que incrementará estas dos componentes en la misma proporción que se reduce la demanda que hace los créditos de energía y la segunda sobre la componente de generación de la tarifa regulada al comprar los excedentes a precio de CU-Comercialización, es decir, a precios de hoy, del orden de 800 $/kWh versus el Mc que está del orden de 290 $/kWh.<br>La definición de límites máximos de potencia y dispersión de Autogenerador Colectivo y Generador Distribuido Colectivo que definió la Resolución UPME 501 de 2024, permiten que una AGRC o una DGC sea de hasta 5MW que, para este caso habilita comunidades de hasta 5.000 miembros residenciales , donde todos tendrían una capacidad menor a 100 kW, es decir se abre la puerta para que proyectos a escala de hasta 5 MW tengan el tratamiento de sistemas pequeños cuando se integran con grandes bloques de usuarios que quedarían exentos del pago de todos los cargos de la tarifa. Es evidente que el incentivo es tal que seguramente movilizará | De acuerdo al comentario sobre este artículo, sugerimos considerar las implicaciones de una alta penetración de CE en el sistema. | Ver análisis de impactos presentado en el documento soporte de la resolución. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | grandes cantidades de clientes de todo tipo bajo esta figura.<br><br>Si bien la resolución CREG 174 de 2021 y este proyecto plantean que cuando se alcance un nivel de excedentes del 4% de la demanda de un mercado de comercialización, debe tenerse en cuenta que el desmonte de un subsidio como estos resulta políticamente difícil y lo ideal sería tener por lo pronto una señal clara vía cargo de respaldo. Adicionalmente limitar el incentivo que se plantea a las CEEP que sería el esquema que tendría mayor impacto.<br><br>Este fenómeno significa que, aunque los miembros de las CE se beneficien económicamente, los usuarios fuera de estas comunidades enfrentarán un aumento en los cargos de transporte de energía (incluyendo los usuarios de los estratos 1 y 2). Es crucial considerar las implicaciones de una alta penetración de CE en el sistema. De llegarse a dar este escenario, los usuarios que no formen parte de estas comunidades. | | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 308 | E2024009872 | o En una comunidad Energética que incorpore tanto AC como GDC, como la de la gráfica ¿la energía que se utiliza para la liquidación de los créditos de energía (Exc1 y Exc2) son únicamente los asociados a la Autogeneración Colectiva (AC) y la generación de las GDC que hacen parte de la liquidación se liquida de acuerdo con el Artículo 21 de esta resolución?<br><br>o Es decir, que ¿para que una energía inyectada a la red tenga el tratamiento de crédito de energía (Exc1 y Exc2) requiere que esta provenga de excedentes de un cliente que tiene tanto frontera de consumo como de excedentes en el mismo punto de conexión?<br><br>o Si una CE tiene tanto AC como GDC, ¿la energía inyectada por la GDC no se contabiliza en el cálculo de los ExcAC i,j,n,mu definido en el Artículo 18? | • Se requiere aclarar el papel de la AC y la GDC combinada en una misma Comunidad Energética, para efectos de la liquidación, pues en diferentes partes de la resolución se menciona que una CE podrá ser integrada por Autogeneradores colectivos (AC) y por Generadores Distribuidos Colectivos (GDC), sin embargo, para efectos de la liquidación, el artículo 18 plantea que los excedentes de los AC son los únicos que distribuyen entre los excedentes tipo 1 y tipo 2 para efectos de la liquidación de los créditos de energía. En ese sentido consideramos necesario aclarar en la resolución lo siguiente, basado en la gráfica:<br><br>Como lo planteamos en el punto anterior, de considerarse tanto la AC como la GDC para la liquidación, implicaría un gran volumen de energía que se clasificarán como tipo 1, con el máximo incentivo, cuando las GDC serían inversiones en sistemas de generación directa a la red. | Inicialmente nos permitimos aclarar que las actividades de AGRC y GDC son actividades diferentes (excluyentes) y deberán estar formalizadas como tal. En el caso de la GDC la vocación es únicamente vender energía al sistema, por este motivo las fronteras comerciales que hagan parte de un GDC únicamente podrán inyectar energía. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 309 | E2024009872 | | Para asegurar una transición equilibrada y justa hacia un modelo con mayor penetración de CE, proponemos lo siguiente:<br>• Monitoreo continuo de excedentes: si bien el proyecto de resolución plantea que el ASIC deberá suministrar a la CREG semestralmente el reporte de la energía inyectada a la red por los AC y los GDC, durante el semestre anterior, consideramos necesaria una reevaluación constante de esta periodicidad en función de la penetración de las CE. Implementar un sistema de monitoreo continuo para medir los excedentes de energía entregados por las CE, asegura que cualquier incremento significativo sea detectado y analizado de manera oportuna.<br><br>• Revisión y ajuste de remuneración: establecer un marco claro para la revisión y ajuste de las condiciones de remuneración en caso de que los excedentes superen el umbral del 4%, garantizando que estas modificaciones reflejen las nuevas dinámicas del mercado y aseguren la viabilidad económica del sistema eléctrico.<br><br>• Incentivos para la sostenibilidad: diseñar incentivos específicos para fomentar la participación en CE sin comprometer la estabilidad financiera del sistema eléctrico, asegurando que los beneficios de las CE sean equitativamente | "Inicialmente mediante el monitoreo de la integración de las CE, adicional a las disposiciones del MME y al monitoreo realizado por el ASIC se incluirá en la resolución definitiva el reporte periódico de la información e integración de CE por parte del comercializador, así como el seguimiento al límite establecido para la revisión del esquema de remuneración.<br><br>Respecto a la transparencia y participación del proyecto regulatorio nos permitimos aclarar que el proceso de construcción de armonización de las CE ha cumplido con la normatividad para este fin, contando con múltiples espacios para la socialización con los interesados." |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | distribuidos entre todos los actores del mercado.<br><br>• Transparencia y participación: Asegurar que cualquier cambio en las condiciones de remuneración se realice de manera transparente, con la participación de todos los interesados, para garantizar que las decisiones tomadas reflejen las necesidades y realidades del mercado. | |
| 310 | E2024009872 | Cuando una Comunidad Energética decide invertir en una capacidad instalada que supera su consumo mensual, como está definido en la Resolución CREG 174 de 2021, no debería darse incentivos adicionales sobre los excedentes que superan su propio consumo, sino que debería valorarse a precio de mercado, especialmente, porque el valor a pagar irá directamente sobre la tarifa regulada.<br><br>Considerando que en el mediano plazo el incremento de la capacidad solar instalada conllevará a que el precio spot de las horas de sol se reduzca significativamente, consideramos que trasladar el menor precio a la demanda regulada por la sobreinstalación voluntaria de las CE sería un mecanismo muy conveniente para la demanda regulada que por otro lado asumirá el costo de los créditos de energía.<br><br>Por lo tanto, y considerando que para efectos de simplificar la liquidación es muy | Consideramos que para efectos de simplificar la liquidación es muy conveniente tomar un precio único mensual para liquidar los excedentes 2, consideramos que se debería mantener la remuneración asociada al precio promedio de bolsa en las horas de sol (de 6:00 a 17:00). | Se informa que los excedentes de autogeneración tipo 2 se liquidaran a precio de MC. Este ajuste estará aclarado en la versión final del documento. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | conveniente tomar un precio único mensual para liquidar los excedentes 2, consideramos que se debería mantener la remuneración asociada al precio promedio de bolsa en las horas de sol (de 6:00 a 17:00) | | |
| 311 | E2024009872 | Cuando una Comunidad Energética decide invertir en una capacidad instalada que supera su consumo mensual, como está definido en la Resolución CREG 174 de 2021, no debería darse incentivos adicionales sobre los excedentes que superan su propio consumo, sino que debería valorarse a precio de mercado, especialmente, porque el valor a pagar irá directamente sobre la tarifa regulada.<br><br>Considerando que en el mediano plazo el incremento de la capacidad solar instalada conllevará a que el precio spot de las horas de sol se reduzca significativamente, consideramos que trasladar el menor precio a la demanda regulada por la sobreinstalación voluntaria de las CE sería un mecanismo muy conveniente para la demanda regulada que por otro lado asumirá el costo de los créditos de energía.<br><br>Por lo tanto, y considerando que para efectos de simplificar la liquidación es muy conveniente tomar un precio único mensual para liquidar los excedentes 2, consideramos que se debería mantener la remuneración asociada al precio promedio de bolsa en las horas de sol (de 6:00 a 17:00) | Consideramos que para efectos de simplificar la liquidación es muy conveniente tomar un precio único mensual para liquidar los excedentes 2, consideramos que se debería mantener la remuneración asociada al precio promedio de bolsa en las horas de sol (de 6:00 a 17:00). | Respecto a la liquidación de los excedentes de un AC se aclara que las reglas son las dispuestas en el artículo 17 del proyecto regulatorio. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 312 | E2024009836 | Áreas Especiales en el marco de las CEEP. En virtud del Artículo 25 de la Ley 2294 de 2023, el Gobierno Nacional establece directrices para la definición de las Comunidades Energéticas, entendidas como agrupaciones de usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos que pueden generar, comercializar y usar eficientemente energía mediante fuentes no convencionales de energía renovables (FNCER), combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos. Estas comunidades pueden estar conformadas por personas naturales o jurídicas, y, en ciertos casos, pueden recibir financiamiento público para infraestructura energética, según los criterios establecidos por el Ministerio de Minas y Energía, como se muestra a continuación: "Las Comunidades Energéticas podrán ser conformadas por personas naturales y/o jurídicas. En el caso de las personas naturales y de las estructuras de Gobierno Propio de los Pueblos y Comunidades Indígenas y de las comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras que se constituyan como Comunidades Energéticas, podrán ser beneficiarias de recursos públicos para el financiamiento de inversión, operación y mantenimiento de infraestructura, con base en los criterios de focalización que defina el Ministerio de Minas y Energía." Sin embargo, el Proyecto de Resolución excluye a las personas naturales de la definición de Comunidades Energéticas, contraviniendo lo estipulado en la Ley 2294 de 2023. Este hecho se refleja en varios artículos del proyecto, donde se especifican derechos y deberes, así como la | | Ver respuesta al comentario 286 |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | comercialización de energía para los miembros de las Comunidades Energéticas. Por otra parte, es importante tener en cuenta que, el Decreto 2236 de 2023, que reglamenta parcialmente la Ley 2294 de 2023, subraya la descentralización y desarrollo económico local mediante la energía para comunidades vulnerables, enfatizando su inclusión dentro de las Comunidades Energéticas.<br>Cabe destacar que, en materia de servicios públicos domiciliarios, no existe una definición de lo que se entiende por población vulnerable. Sin embargo, desde la expedición de diferentes normas se ha hecho una aproximación sobre los grupos poblacionales que se consideran en condición de vulnerabilidad. Una de estas se encuentra establecido en el Decreto 2236 de 2023, como se muestra a continuación:<br>“Condiciones de vulnerabilidad: Condiciones de marginalidad de grupos significativos de la población que impiden procurarse su propia subsistencia o lograr niveles más altos de bienestar debido a situaciones que lo ponen en desventaja frente al resto de la población.”<br>Así las cosas, la citada condición de vulnerabilidad se asocia a los usuarios beneficiarios del régimen de subsidios al servicio de energía eléctrica, el cual está focalizado con base en el sistema de estratificación socioeconómica, con la finalidad de dirigir los recursos en las poblaciones de menores ingresos, es decir estratos 1 y 2. Así también, es posible identificar como usuarios en condiciones de vulnerabilidad a aquellas comunidades ubicadas en áreas rurales de menor desarrollo, las zonas de difícil gestión y los | | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | barrios subnormales en el marco del Decreto número 1073 de 2015, debido a sus necesidades básicas insatisfechas y dificultades para pagar el servicio público de energía eléctrica.<br>En este sentido, de acuerdo con la normativa vigente, es crucial incluir a los estratos 1, 2 y Áreas Especiales dentro de las Comunidades Energéticas (CEEP), asegurando que sus usuarios vulnerables puedan acceder a los beneficios y flexibilidades otorgadas en el marco del Proyecto de Resolución, al igual que los usuarios de comunidades con estructuras de gobierno propio indígenas, campesinas, afrocolombianas, raizales y palenqueras. | | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 313 | E2024009836 | De acuerdo con la definición de Comunidades Energéticas se tiene que: “Comunidades Energéticas. Los usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos podrán constituir Comunidades Energéticas para generar, comercializar y/o usar eficientemente la energía a través del uso de fuentes no convencionales de energía renovables -FNCER-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.”<br>Si bien el proyecto de resolución define el término de Comunidades Energéticas en función de lo establecido en el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023, es imperativo que tanto el Ministerio, como la UPME y la Comisión planteen mecanismos de uso eficiente de la energía para estas comunidades. Esto es esencial para determinar las condiciones que permitan su masificación en todo el territorio y garantizar su viabilidad a largo plazo.Este mecanismo de sostenibilidad debe establecer, entre otras cosas, lo siguiente: i) una planificación estratégica, ii) un modelo de negocio sostenible que garantice la recuperación de costos y la generación de ingresos para el mantenimiento del sistema, iii) el establecimiento de un plan de mantenimiento regular y una operación eficiente del sistema, iv) capacitación técnica y concienciación comunitaria, v) la definición de una estructura de gobernanza y participación comunitaria, y finalmente, vi) el monitoreo y evaluación del proyecto. | | Con el fin de atender las dudas y de dar mayor conocimiento del tema regulatorio de las comunidades energéticas, en el marco de la consulta, se realizó un taller de socialización el día 11 de julio de 2024 a las 10:00 am en las instalaciones de la CREG en el cual participaron todos los interesados.<br><br>No obstante, lo anterior, posteriormente una vez se publique la resolución definitiva será socializada mediante talleres a las comunidades interesadas. Estos talleres estarán enmarcados en la armonización de la regulación vigente y la regulación de aspectos operativos y comerciales para la integración de las Comunidades Energéticas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en las Zonas No Interconectadas (ZNI). |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 314 | E2024009836 | Según el Proyecto de Resolución, el agente comercializador debe suministrar, calibrar, instalar, configurar y poner en operación el medidor bidireccional dentro de un plazo de 15 días hábiles a partir de la solicitud. Sin embargo, la Corte Constitucional declaró inconstitucional el Artículo 56 de la Ley 2099 de 2021, que disponía que las empresas proveedoras de servicios de energía debían asumir los costos asociados a la adquisición,<br>instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes, prohibiendo la transferencia de estos costos a los usuarios mediante facturación u otros medios. Debido a esta decisión de la Corte Constitucional, los usuarios son responsables de asumir los costos asociados a la instalación de los medidores que las empresas de servicios públicos instalen previamente. Por lo tanto, el Proyecto de Resolución no debe imponer la responsabilidad del suministro al agente comercializador, ya que esto contraviene el principio de recuperación de costos para las empresas comercializadoras. | | Se aclara que el proyecto regulatorio no prohíbe el cobro del medidor, ni su instalación, al usuario final. El tiempo mínimo establecido en la resolución se refiere al tiempo establecido cuando el usuario desee adquirir el medidor con el comercializador que lo atiende. |
| 315 | E2024009836 | Si bien en el artículo 17 del Proyecto de Resolución se menciona sobre el reconocimiento de excedentes de un AC, no es claro cuando en los numerales 1 y 2 se hace referencia a “por usuario”. En este sentido, se hace necesario establecer la expresión matemática a través de la cual se puede determinar si existe aplicación de lo establecido en el numeral 1 del artículo 25 de la Resolución 174 de 2021 o del el numeral 2 del artículo 25 de la Resolución 174 de 2021. | | Se incluye en la resolución definitiva la descripción de la variable. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 316 | E2024009836 | En el marco de lo establecido en la naturaleza jurídica y objetivos de las Comunidades Energéticas dispuesto en el Decreto 2236 de 2023, como el ofrecer unas condiciones económicas asequibles al servicio de energía para las comunidades, especialmente, aquellas que experimentan condiciones de vulnerabilidad, es necesario que se creen incentivos de manera que el reconocimiento de excedentes de tipo i) estipulados en la Resolución CREG 174 de 2021 sean aplicados a las CEEP (incluyendo estratos 1, 2 y Áreas Especiales)independientemente de la capacidad instalada o nominal del Autogenerador Colectivo o del Generador Distribuido Colectivo. Lo anterior, permitiría una estabilidad financiera para aquellos usuarios en condiciones de vulnerabilidad y una mayor sostenibilidad interna para lograr las competencias requeridas para la prestación del servicio de la Comunidad Energética. | | Ver respuesta al comentario 286 |
| 317 | E2024009838 | Si bien el proyecto permite el desarrollo de microrredes para las CE, encontramos que este no define claramente las reglas de conexión y operación para la coordinación de las mismas, por lo que es crucial definir una regulación de microrredes que incluya estándares técnicos, procedimientos de conexión, protocolos de comunicación, mecanismos de planificación conjunta, un marco tarifario e incentivos financieros y un marco jurídico independiente que permita la aplicación de microrredes en diversos escenarios, promoviendo su desarrollo más allá del contexto de las CE, asegurando así la seguridad y eficiencia en la gestión de recursos energéticos. | | El procedimiento para la conexión de los AC y los GDC se encuentran en la resolución, manteniendo las responsabilidades de los ORs. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 318 | E2024009838 | Por otra parte, es preocupante que se asignen responsabilidades al representante de la CE que corresponden a los comercializadores de energía, sin establecer una vigilancia y control claros por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos – SSPD. | | Ver respuesta al comentario 11. No se entiende el comentario en cuanto no se están dando responsabilidades de la comercialización al representante de la comunidad energética. |
| 319 | E2024009838 | En cuanto a los activos de las CE, es esencial clarificar la responsabilidad sobre los mismos, incluyendo quién asume los costos de adquisición, instalación y mantenimiento. Aunque el proyecto indica que la CE instala los equipos, se debe especificar el procedimiento a seguir en caso de que estos equipos afecten la calidad del servicio a los usuarios conectados al SLD, atendidos por los Operadores de Red. | | Se aclara que la propuesta mantiene las responsabilidades actuales para el OR. En caso de generar costos adicionales, estos deberán ser integrados en el próximo periodo tarifario. |
| 320 | E2024009838 | Vemos que se crea un tipo de CE especial bajo la sigla CEEP, la cual recomendamos incluir como una definición explícita y diseñar un mecanismo para la certificación de los miembros o grupo de personas que pertenecen a este segmento de población, especificando claramente el fundamento jurídico, estructura organizativa, responsabilidades y condiciones operativas de las CEEP, para evitar interpretaciones diversas que puedan afectar la calidad y fiabilidad del servicio. | | Ver respuesta al comentario 11. |
| 321 | E2024009838 | Las fronteras agregadoras, tal como están planteadas, crean incertidumbre por la falta de claridad en las responsabilidades de los operadores en cuanto a la distribución y comercialización, coordinación y competencia, afectando la eficiencia del sistema, lo que puede resultar en conflictos legales y operativos. Esto impacta negativamente a los usuarios al limitar su elección de prestador y afectar la garantía del servicio. | | Ver respuesta al comentario 11. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 322 | E2024009838 | Vemos que cuando las CE reducen su consumo, la disminución en la demanda puede resultar en un aumento de tarifas para los usuarios que permanecen en el SDL, por tanto, es importante implementar mecanismos que mitiguen este impacto, como ajustes tarifarios o subsidios específicos, para asegurar que todos los usuarios contribuyan y se beneficien de manera justa del sistema de distribución. | | Ver análisis de impactos en el Documento Soporte de la Resolución. |
| 323 | E2024009838 | Finalmente, vemos que la propuesta regulatoria presenta varios desafíos incluyendo una mayor complejidad administrativa, genera costos y responsabilidades adicionales para los operadores de red, todo lo cual debe ser considerado en la estructuración de la propuesta definitiva. | | Se aclara que la propuesta mantiene las responsabilidades actuales para el OR. En caso de generar costos adicionales, estos deberán ser integrados en el próximo periodo tarifario. |
| 324 | E2024009841 | 1. En el artículo en mención se indica que: “Esta resolución aplica a quienes realicen las actividades de autogeneración colectiva y generación distribuida colectiva de que trata el Decreto 2236 de 2023; así como a las personas prestadoras de servicios públicos de que trata el artículo 15 de la Ley 142 de 1994.” (Subrayado fuera de texto) En el Decreto 2236 de 2023, se indica que las Comunidades Energéticas -CE- podrán ser personas naturales y/o jurídicas, y adicionalmente indica que las Comunidades Organizadas tienen reconocimiento constitucional y legal como prestadores de servicios públicos, indicando también que las CE son una modalidad especial del género Comunidades Organizadas, y, en consecuencia, están habilitadas para la prestación de servicios públicos. En el mismo Decreto se indica que, en relación con la prestación de servicios, serán objeto de inspección, control y | Por lo que sugerimos a la Comisión que en la resolución definitiva que se expida se brinde claridad si el representante de la Comunidad Energética definido en el artículo 3 de la resolución en consulta, debe constituirse como una empresa de servicios públicos y en caso de que se deba realizar su registro como agente del Mercado de Energía cuales son los requisitos que debe validar el ASIC para tal registro. | Ver respuesta al comentario 1. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos, lo anterior, también fue indicado en la definición de Comunidad Energética presentada en el Artículo 3 de la resolución en consulta. | | |
| 325 | E2024009841 | 2. En el artículo en mención se presentan las siguientes definiciones para las cuales presentamos nuestros comentarios: "Autogeneración Colectiva (AGRC). Actividad realizada por la comunidad energética que produce energía, principalmente, para atender su propia demanda de energía. En el evento en que se generen excedentes de energía a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la CREG para tal fin." (Subrayado fuera de texto)<br>"Generación Distribuida Colectiva (AGDC). Es la producción de energía eléctrica realizada por la comunidad energética, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL) o a una microrred. La entrega de la energía al SDL se rige bajo la regulación que establezca la CREG para tal fin." (Subrayado fuera de texto) | Sugerimos a la Comisión revisar la inclusión en las definiciones de los textos subrayados pues estos dan a entender que para la entrega de excedentes o de energía de la AGRC y de la AGDC se expedirá una nueva normatividad adicional a la expuesta en el proyecto en consulta lo cual no parece estar lineado con el articulado puesto en consulta. | Se aclara en la resolución definitiva. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 326 | E2024009841 | En el artículo en mención se presenta la siguiente definición: "Capacidad instalada o nominal del Autogenerador Colectivo o de un Generador Distribuido Colectivo. La capacidad instalada o nominal del AC o de un Generador Distribuido Colectivo (GDC) es la sumatoria de las capacidades instaladas o nominales individuales de cada uno de los sistemas de generación que hacen parte del AC o de un GDC." (Subrayado fuera de texto) | Por lo que, con el fin de obtener una armonización normativa respecto a la Resolución CREG 174 de 2021, sugerimos a la Comisión, dejar explicito en la resolución definitiva que cuando se hace referencia a las "capacidades instaladas o nominales", estas se encuentran asociadas a la definición de Capacidad instalada o nominal de un autogenerador y un generador distribuido, descrita en el artículo 3 de la Resolución CREG 174 de 2021. | Se aclara en la resolución definitiva. |
| 327 | E2024009841 | Respecto a la definición para Mercado de Comercialización en el SIN se relaciona la Resolución CREG 119 de 2007, al respecto sugerimos a la Comisión mencionar la Resolución CREG 015 de 2018, ya que entendemos es la que definición a considerar para mercado de comercialización en el SIN. | | Se aclara en la resolución definitiva. |
| 328 | E2024009841 | En el artículo en mención se presenta la siguiente definición: "Potencia máxima declarada del Autogenerador Colectivo o de un Generador Distribuido Colectivo y la potencia máxima individual. Es la potencia máxima declarada en el momento del registro de la frontera comercial para entrega de excedentes de energía y declarada durante el procedimiento de conexión. Será la máxima capacidad que se puede entregar a la red en un punto de conexión." Entendemos del proyecto de resolución en consulta que pueden presentarse diversas situaciones frente punto de conexión de acuerdo con algunas condiciones particulares de cada uno de los sistemas de generación, o en un punto que agregue todo | Es así que sugerimos a la Comisión que la definición presentada para la "Capacidad instalada o nominal del Autogenerador Colectivo o de un Generador Distribuido Colectivo", se encuentre asociada a cada uno de los sistemas de generación, la definición en mención, y sea congruente con lo establecido en la definición para la Potencia máxima declarada para AGPE y AGGE de la Resolución CREG 174 de 2021. | Se aclara en la resolución definitiva |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | el sistema de generación de la CE, por lo que se podrían presentar diferencias de entendimiento. | | |
| 329 | E2024009841 | De lo indicado en el artículo, es posible entender que existen dos tipos de comunidades energéticas, que difieren a si estas son o no del tipo CEEP, y que para cada una de ellas se presentan situaciones especiales para las condiciones de comercialización, las cuales entendemos están sujetas al punto donde se pueda encontrar la medida de cada uno de los sistemas de generación, | por lo que sugerimos a la Comisión que en la resolución definitiva que finalmente se expida se realice una descripción detallada para los dos tipos de CE, indicando de manera explícita los puntos donde se encuentra la medida para ambos casos. | Se aclara en el documento soporte de la resolución. |
| 330 | E2024009841 | Así mismo se presenta una excepción para las CE del tipo CEEP que realizan las transacciones de energía eléctrica a usuarios al interior de su frontera agregadora, lo cual permite entender que también pueden existir CEEP sin frontera agregadora, | sugerimos a la Comisión que de ser este el caso, dejarlo explicito en la resolución definitiva. | Ver respuesta al comentario 11. |
| 331 | E2024009841 | En línea con lo expuesto anteriormente sugerimos a la Comisión dejar explicito en la resolución que finalmente se expida la definición de “frontera agregadora” y los casos en los que se permite su instalación. | | Ver respuesta al comentario 11. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 332 | E2024009841 | Entendemos que este agente representante de la CE es quien debe pagar los montos correspondientes al resto de los agentes de la cadena y es responsable de recaudar y transferir los fondos correspondientes a las contribuciones de solidaridad. De acuerdo con lo anterior, solicitamos a la comisión la aclaración de quien es el encargado de estas funciones, ya que entendemos de la regulación vigente que estas responsabilidades corresponden a un agente comercializador registrado el MEM, lo cual debe ser congruente con lo establecido en los artículos 9 y 19 del proyecto en consulta. | | Se aclara que el responsable del recaudo y pago a otros agentes es el comercializador de energía eléctrica de acuerdo con la regulación vigente. |
| 333 | E2024009841 | 10. En el artículo en mención, se indican las disposiciones normativas aplicables a los AC o GDC, dependiendo de la capacidad instalada y su potencia máxima declarada, en la cual se indica entre otras cosas que para los proyectos con capacidad instalada superior al límite definido en la Resolución UPME 281 de 20151 y cuya potencia máxima declarada sea superior o igual a 5 MW, aplicarán los procedimientos de las resoluciones CREG 075 de 2021 y CREG 024 de 2015; ahora bien en estos procedimientos, para los limites allí establecidos, aplican las disposiciones para los proyectos Clase 1, los cuales contemplan conexiones al STN o STR, lo que podría no estar alineado con lo establecido en el objeto de la resolución en consulta, que busca la integración de CE al SDL en el SIN y comerciales para permitir la integración de las CE, | por lo que sugerimos a la Comisión que en la resolución definitiva se aclare frente a las disposiciones aplicables y la Clase de proyectos a las que han de ajustar la CE. | Se considera adecuado mantener en igualdad de condiciones para los sistemas que se conectan al SDL, por lo cual se mantiene la propuesta de aplicar las disposiciones de la Resolución CREG 075 de 2021 cuando la capacidad de generación sea igual o superior a 5 MW. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 334 | E2024009841 | El literal a del artículo en mención se estable que:<br>“En caso de la conexión de un usuario nuevo en el sistema y que pretenda convertirse posteriormente en AC, se deberán aplicar las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 075 de 2021 para recibir la aprobación de su conexión como usuario. Los usuarios existentes que requieran su conexión como AC no requieren del cumplimiento de este literal.”<br>De lo anterior entendemos que cuando se hace referencia a usuario nuevo y usuario existente, por lo que agradecemos a la Comisión que en la resolución definitiva se indique con mayor claridad estas definiciones. | | Se aclara en la resolución definitiva |
| 335 | E2024009841 | 12. En el artículo en mención se indican los siguientes dos numerales:<br>“1. La capacidad instalada o nominal individual se debe declarar para cada uno de los puntos de conexión donde se tendrá conexión al Sistema de Distribución Local, SDL.<br>2. La potencia máxima se debe declarar de forma individual para cada uno de los puntos de conexión donde se entregará energía al SDL.”<br>De lo anterior, podría presentarse el entendimiento de que la conexión de los usuarios puede ser individual en diferentes SDL, | por lo que sugerimos a la Comisión dejar explicito el tratamiento de estas conexiones y entrega de energía en la resolución definitiva que finalmente se expida, así como la figura de agregación de las mediciones y representación de este tipo de CE. | Se incluye en la resolución que miembros de la comunidad energética deben estar conectados al mismo mercado de comercialización (SDL) |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 336 | E2024009841 | 13. En el numeral 6 de la Resolución en consulta se indica que: "En cada punto de conexión el AC podrá solicitar el cambio de medidor a uno bidireccional horario o a uno de medición avanzada, para lo cual el agente comercializador que lo representa tendrá un plazo de 15 días hábiles a partir de la solicitud para su suministro, calibración, instalación, configuración y puesta en operación; previa confirmación de disponibilidad del equipo por parte del agente." (Subrayado fuera de texto) Al respecto, en Resolución CREG 038 de 2014, específicamente en su artículo 8, se indica que: "En los puntos de medición en los que se presenten o se prevean flujos de energía en ambos sentidos se deben instalar medidores bidireccionales para determinar de forma independiente el flujo en cada sentido." (subrayado fuera de texto) | Considerando lo anterior y con el fin de armonizar el marco regulatorio, le sugerimos a la Comisión que en la resolución definitiva se indique que en cada punto de conexión perteneciente a un AC donde se prevea flujo de energía en ambos sentidos, el AC deberá solicitar el cambio de medidor a uno bidireccional horario en caso de no contar con un medidor de ese tipo. | Se aclara que la solicitud está contemplada en el literal b del artículo 7 del proyecto regulatorio. La cual dispone que se deben cumplir con mismos requerimientos de la resolución CREG 174 de 2021. |
| 337 | E2024009841 | 14. En el numeral 1 del artículo 10 se solicita a los usuarios el reporte de información privada al momento de adicionar o retirar integrantes a una Comunidad Energética. le solicitamos a la comisión incluir en este artículo que es responsabilidad del agente representante garantizar el cumplimiento de las condiciones establecidas en este artículo, especialmente en lo relacionado con la verificación de la información adjuntada por el usuario. | | Dado que la comunidad energética realiza el proceso de conexión establecido en la resolución CREG 174 de 2021, allí el agente comercializador tiene la obligación de revisar el correcto diligenciamiento del formulario y la información contenida en él, obligación que se mantiene para las comunidades energéticas. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 338 | E2024009841 | En el artículo 13 se indica que cuando una CE tenga una antigüedad menor a 5 años deberá aplicar lo dispuesto en el numeral 5.2.14.2 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018. Sin embargo, entendemos que a toda CE que se establezca una vez entre en vigor la resolución definitiva se le deberá dar aplicación al mencionado numeral toda vez que su antigüedad será menor a cinco años. | De acuerdo con lo anterior, sugerimos a la Comisión que en la resolución definitiva se indique explícitamente que la aplicación del numeral 5.2.14.2 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 se dará únicamente cuando la CE se integre a un SDL de una empresa distribuidora que venía prestando el servicio en una ZNI y tenga menos de 5 años de estar interconectado a la red de un OR existente del SIN. | Se ajusta la propuesta de manera tal que a los usuarios de las comunidades energéticas les apliquen las mismas disposiciones de calidad del servicio en los SDL que le aplican al resto de usuarios del sistema. |
| 339 | E2024009841 | En el artículo 5 del presente proyecto de resolución se establece que: “Las CE que tengan por objeto la comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados o no regulados, deberán dar cumplimiento a lo establecido en la resolución CREG 156 de 2011 y todas aquellas que contengan disposiciones relacionadas con la comercialización de energía eléctrica, a excepción de las CEEP que realicen transacciones de energía eléctrica a usuarios al interior de su frontera agregadora.”<br>Del citado artículo entendemos que la frontera agregadora solo es aplicable a CEEP’s que así lo requieran.<br>De acuerdo con el anterior entendimiento, sugerimos a la Comisión que en la resolución definitiva se indique que el artículo 14 del proyecto solo es aplicable a CEEP, específicamente a aquellas que cuenten con frontera agregadora. | | Ver respuesta al comentario 31. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 340 | E2024009841 | 17. Al respecto, el Artículo 22 de la Resolución CREG 174 de 2021 establece las alternativas de comercialización de la generación distribuida, y los ajustes planteados en el proyecto en consulta, mantienen la opción b) relacionada con que el comercializador integrado directamente con el Operador de Red sea obligado a comprar dicha energía a un precio definido por regulación.<br>Ahora bien, para reflejar la energía que este comercializador está obligado a comprar dentro de las transacciones del mercado, el ASIC se encuentra dando aplicación al concepto CREG S-2023003935, el cual obedece a un entendimiento regulatorio que consideramos debería quedar reflejado en los cambios que actualmente está haciendo el Regulador al Artículo 22 de la Resolución CREG 174 de 2024. En ese sentido, solicitamos que este tratamiento sea considerando dentro de los cambios sugeridos al mencionado Artículo 22. | | Se incluye en la Resolución Definitiva |
| 341 | E2024009841 | El Artículo 42 del proyecto en consulta, realiza un ajuste al precio al cual el comercializador integrado con el Operador de Red está obligado a comprar la energía del generador de distribuido que opta con la opción b) del Artículo 22 de la Resolución CREG 174 de 2021, dicho cambio entendemos, obedece simplemente a que el precio de compra ya no estará en función del Precio de Bolsa, sino de la variable MC, sin que esto signifique cambios en la forma o la periodicidad con la que el ASIC realiza el cálculo de la variable MC, la cual se realiza de conformidad con lo indicado en el Artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007 y con la periodicidad y fuente de información que se encuentra ya definida en el artículo 19 de | En ese orden de ideas, y para evitar diferentes interpretaciones relacionadas con la periodicidad de la publicación de la variable MC en cada mes, solicitamos eliminar en la resolución definitiva la siguiente mención:<br>“El ASIC deberá calcular este valor con la mejor información disponible y lo publicará en su página web para conocimiento general de los AC”<br>Este mismo comentario, es aplicable a la modificación que está haciendo el Artículo 43 del proyecto en consulta, el cual contiene la misma mención en la definición de la variable MCm. | Se aclara en la resolución definitiva, |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | la misma resolución. Es importante resaltar que esta variable ya se encuentra publicada en la página web de XM para conocimiento general de toda la ciudadanía. | | |
| 342 | E2024009841 | Considerando que el Artículo 42 del proyecto en consulta, modifica la mención al Precio de Bolsa por la Variable MC, entendemos debería eliminarse el Parágrafo 1 del artículo 22 de la Resolución CREG 174 de 2021. Lo anterior, para mantener una consistencia en todo el artículo 22, en relación con los cambios que se incluirán en la nueva resolución. | | Se ajusta en la Resolución Definitiva |
| 343 | E2024009848 | Es esencial que la regulación propuesta tenga en cuenta la necesidad de un diseño cuidadoso y participativo, donde todos los agentes involucrados puedan aportar su experiencia. Esto asegurará que la figura de las comunidades energéticas quede clara, jurídicamente protegida y orientada a resolver problemas reales del sector, optimizando el uso de recursos a todos los niveles. Es importante que en los aspectos asociados a la comercialización de energía eléctrica de una CE los análisis tengan en cuenta los beneficios, costos y riesgos financieros que implica su operación, tales como los asociados a garantías en el mercado. Lo anterior con el fin de mantener la sostenibilidad financiera de las CE, y en general de las transacciones que se realicen en el mercado de energía. En el marco de las revisiones de metodología regulatoria que la CREG | | El artículo 5 del proyecto de resolución establece las condiciones para comercialización de energía eléctrica por la CE, el cual deberá dar cumplimiento a lo establecido en la resolución CREG 156 del 2011 y todas aquellas que contengan disposiciones relacionadas con la comercialización de energía eléctrica. De igual manera la CE debe tener en cuenta las disposiciones del Artículo 9 del proyecto de resolución. En ese sentido la comunidad energética deberá cumplir con las obligaciones de los comercializadores de la regulación vigente de la que trata el artículo 8o de la resolución CREG 156 del 2011, tal y como lo vienen haciendo los actuales agestes prestadores del servicio. Sin embargo, la consideración relacionada con el tema del esquema PUI frente a las CE será evaluado en detalle por la Comisión, y su aplicación se validará en el marco de la regulación para comunidades energéticas. De ser considerada pertinente, será tenido en cuenta en la resolución definitiva. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | actualmente adelanta, se considera que es importante analizar temas como el esquema PUI frente a las CE, los esquemas de garantías y prepagos para garantizar las transacciones de una CE, y lo pertinente a reglas de comportamiento de mercado que trata la Resolución CREG 080 de 2019 para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible. | | |
| 344 | E2024009848 | Respetuosamente sugerimos dar una mayor claridad a la figura del Representante de la CE especificando claramente sus roles y responsabilidades frente a la CE, en la relación con el operador red y/o el comercializador de energía eléctrica, el sistema de medición y/o reportes de energía, entre otros, así como con las demás partes o agentes del mercado. Esto garantizará una gestión adecuada y coordinada dentro del marco regulatorio. | | Se aclara que las responsabilidades del representante de la comunidad energética deberán estar contenidas en el acuerdo de confirmación de la CE. |
| 345 | E2024009848 | La propuesta considera que es necesario ajustar la variabilidad en el precio de venta de los excedentes horarios de energía (hoy referida al precio de bolsa horario), al valor del precio promedio de los contratos con destino al mercado regulado, MC. Entendiendo que el objetivo principal de la resolución es incentivar la participación de las CE, independiente de si inyecta a la red excedentes de la autogeneración, se considera que el MC es una referencia de | | Ver respuesta al comentario de 20. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | precio de venta coherente al ser éste un valor estable en el tiempo3. | | |
| 346 | E2024009848 | Es crucial que se mantenga la claridad en las definiciones y responsabilidades de las CE para evitar cualquier ambigüedad. La indeterminación en este aspecto puede generar riesgos y dificultades operativas, afectando la sostenibilidad y eficiencia de estas comunidades. Por ejemplo, en el desarrollo normativo y reglamentario que se desprende de las disposiciones contenidas en el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 no se ha identificado una definición propia para las comunidades energéticas CEEP. Es importante que se evalúen y especifiquen los aspectos legales que soportan dicha figura de CEEP, teniendo en cuenta las excepciones y condiciones de operación que el proyecto de resolución propone para ellas. | | Ver respuesta al comentario 11. |
| 347 | E2024009848 | no es clara la aplicabilidad del cargo por respaldo para las CE que tengan múltiples fronteras comerciales. De cara al sistema, el respaldo que use una CE con 3 usuarios con potencia de 90 kW, va a tener la misma afectación que un AGPE que sea de 270 kW | | Ver respuesta al comentario de 4. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 348 | E2024009848 | El artículo 4 propuesto refiere el concepto de frontera de conexión. Respetuosamente se sugiere validar y armonizar dicho concepto con las definiciones contenidas en el reglamento de comercialización, el código de medida y las normas sobre el registro de fronteras comerciales4. Proponemos que se establezcan mecanismos claros para la medición y la responsabilidad del medidor en las CE. La regulación debe definir quién es el responsable de solicitar y mantener los medidores, asegurando una implementación correcta y sin conflictos. | | Se aclara en la resolución definitiva. |
| 349 | E2024009859 | De acuerdo con lo anterior, se identifican en el proyecto de resolución el abordaje de algunos de estos temas, sin embargo, consideramos que se están quedando por fuera de esta primer propuesta regulatoria, aspectos tan importantes como:<br>•Tratamiento de los activos al interior de las CE<br>•Esquema de control y vigilancia a las actividades del representante de la CE<br>•Costos de conexiones y medidores al interior de las CE<br>•Responsabilidades de los agentes intervinientes y el representante de la CE.<br>Se recomienda a la Comisión tener en cuenta los anteriores en pro la sostenibilidad y permanencia del nuevo esquema de prestación, sin que ello represente riesgos para los demás agentes de la cadena y los mismos usuarios. | | Con respecto al tema de tratamiento de los activos al interior de las CE, el artículo 11 del proyecto de resolución establece que cuando los activos eléctricos sean de uso y responsabilidad de un OR se debe cumplir lo establecido en las Resoluciones CREG 070 de 1998 y 015 del 2018. En el caso de que la red de uso llegue hasta el punto de conexión de la frontera que agregue varios integrantes de una CE, el manejo de los activos y la responsabilidad asociada de los mismos recae en la comunidad energética.<br>Con respecto al control y vigilancia del representante de la CE, las actividades de este agente se encuentran directamente relacionadas con la comunidad energética, en ese sentido tanto la CE como el representante de la CE debe cumplir con todas las obligaciones a las que legal y regulatoriamente deben dar cumplimiento los prestadores del servicio público, sin dejar de lado los aspectos que por la forma organizativa que se escoja deben cumplir legalmente, siendo sujetos de vigilancia y control por parte de la SSPD y acatando la regulación referente a los deberes y derechos de los usuarios.<br>Con respecto a la responsabilidad de los agentes |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | | intervinientes, y la del representante de la CE será evaluada la inclusión como un artículo exclusivo en el marco de la regulación para comunidades energéticas. De ser considerada pertinente, será tenida en cuenta en la resolución definitiva. Con relación al costo de conexión y medidores, se aplicará lo dispuesto en el artículo 7 del proyecto de resolución el cual a su vez incluye las disposiciones para la conexión de los AC establecidas en la Resolución CREG 174 del 2021 y la CREG 038 del 2014, así como lo establecido en el literal b) del artículo 8 de la ley 1715. |
| 350 | E2024009859 | o Potencia máxima declarada<br>Se recomienda que se ajuste acorde a lo establecido en la resolución CREG 174 de 2021.<br>o Representante de la Comunidad Energética<br>El representante de las CE, estará siendo el sustituto o quien remplace al comercializador al interior de la CE, en tal sentido se le debe atender lo que indica los artículos 2.2.9.1.5. y 2.2.9.1.6. del decreto 2236 de 2024 y partiendo de ello evaluar la flexibilización de las obligaciones definidas en la normatividad vigente y la regulación. Así mismo, es necesario que reglamente las obligaciones y derechos de Representante de la CE semejante al Reglamento de Comercialización (Resolución CREG 156 de 2011) que aplica a los comercializadores actuales.<br>o Frontera de conexión<br>Es necesario que se utilice para tal fin, las definiciones de frontera comercial que se encuentran en el Código de Medida y/o el Reglamento de Comercialización | | Ver respuesta al comentario 11. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | o Frontera de ZNI<br>Según la definición, dicha frontera "… Corresponde al punto de medición en el cual se miden y registran las transferencias de energía desde o hacia un sistema de distribución", sin embargo, tal definición es muy amplia y puede aplicar tanto para el SIN como para el ZNI. Es conveniente dar un mayor alcance o precisar en su definición. | | |
| 351 | E2024009859 | Aplicación o flexibilización de Fronteras agrupadoras no solamente a CEEP.<br>El artículo 2.2.9.1.15 del Decreto MME 2236/23 establece la Armonización regulatoria de comunidades energéticas para Autogeneración Colectiva (AGRC) y de la Generación Distribuida Colectiva (GDC) en donde se debe considerar criterios diferenciados para las comunidades energéticas, según (b) Registro de fronteras comerciales.<br>Según la definición de la Resolución CREG 156 de 2011, la Frontera Comercial corresponde "al punto de medición asociado al Punto de Conexión entre agentes o entre agentes y Usuarios conectados a las redes del sistema de transmisión nacional, STN, o a los sistemas de transmisión regional, STR, o a los sistemas de distribución local, SDL, o entre diferentes niveles de tensión de un mismo operador de red"; y adicional en el artículo 14 de dicha resolución que indica "…el registro de una Frontera de Comercialización para Agentes y Usuarios sólo se permitirá cuando esta tenga por objeto la medición del consumo de un único Usuario o Usuario Potencial".<br>En tal sentido, al corresponder la definición de Comunidad como un conjunto de varios usuarios o usuarios potenciales no se concibe que la flexibilización del Art. 14 | | Se aclara que la prohibición de las fronteras agrupadoras se mantiene, incluso para las CEEP, en busca de garantizar el cumplimiento de los derechos y deberes de los usuarios, así como las reglas establecidas para los prestadores del servicio, entre ellas las resoluciones CREG 156 de 2011 y CREG 157 de 2011. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | Resolución CREG 156/2011 se determine solo para los usuarios de las CEEP. Según el documento soporte, dicha flexibilización para los CEEP es para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 2.2.9.1.7 del decreto 2236 de 2023, sin embargo, dicho artículo dice textualmente: TRANSCRIPCION ARTICULODEL DECRETO<br>Nótese que el énfasis es que las CEEP es que "… se establecerán conforme a las normas propias que de manera general las rijan, las condiciones de su gobernanza según sus tradiciones, saberes y creencias para establecer el ejercicio de administración y en general, todas aquellas acciones encaminadas al bien común de la Comunidad energética" y según ello, no se involucra o determina una flexibilización regulatoria solamente para dicha CEEP. De acuerdo con lo anterior, se recomienda que para la aplicación de los esquemas de AGRC única frontera, se determine la flexibilización del artículo 14 de la Resolución CREG 156 de 2011 y de esta forma, bajo una Frontera de Comercialización para Agentes y Usuarios agrupen varios usuarios o usuarios potenciales se pueda configurar la CE en un solo punto de conexión. ESQUEMA AGRC<br>Según la imagen anterior, para el caso de un grupo de usuarios que se encuentran conectados a la red, en un único punto de conexión, debería tener la posibilidad de configurarse como una CE sin ser necesariamente clasificada como CEEP. En igual sentido, para una frontera comercial que actualmente agrupa a varios usuarios, deberá tener la posibilidad de transformarse | | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | en una CE, de lo contrario, la instalación de una frontera comercial al interior de una frontera agrupadora se convertiría en un desincentivo al desarrollo de CE (costo del sistema de medida que cumpla con la resolución CREG 038 de 2014 – Código de Medida). | | |
| 352 | E2024009859 | Capacidad equivalente<br>Con relación a los beneficios de la GDC, se proyecta en la resolución en consulta, que se conservarían los beneficios del 50% de las pérdidas como se tiene actualmente a la GD, siempre y cuando en el mismo circuito exista una carga con capacidad equivalente o superior a la capacidad instalada de la capacidad del generador colectivo. Para ello se recomienda que para determinar la existencia de la carga equivalente se tenga en cuenta los Niveles de tensión superior o inferior del punto de inyección, así como la carga del centro de consumo más cercano. | | Se aclara que, para conservar las reglas de la comercialización de energía respecto al GD, se entiende que el beneficio aplica sin importar la cercanía de la carga. |
| 353 | E2024009859 | Energía reactiva<br>Acorde con lo expresado en el parágrafo 2 del artículo 4 del Decreto 929 de 2023, el cual establece que los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de FNCER están exentos del cobro de energía reactiva, se recomienda se de aplicación a los AGRC en donde la suma de la capacidad bajo FNCER sea menor o igual a 1 MW debería estar exenta del cobro de energía reactiva. | | Ver respuesta a comentario 5 |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 354 | E2024009859 | Distribución del autoconsumo en los miembros de la CE<br>Un aspecto que se esta dejando por fuera para caso de los AGRC, es lo relacionado con el beneficio del autoconsumo, dado que al interior de una CE puede haber solo algunos usuarios con AGPE y como está planteada la propuesta, solo esos AGPE tiene el beneficio de autoconsumo (o consumo propio). Es necesario, se de la posibilidad que al igual que los excedentes entregados a la red, también se permita la distribución de los autoconsumos para todos los miembros de la CE. Dicha distribución se puede realizar según el % de distribución (PEDC) que se defina el en convenio o con base en la participación del consumo del usuario respecto la suma de la importación total de la CE y el consumo propio - CP total al interior de la CE (I+CP). Para tales efectos, se adjunta archivo en Excel simulando la distribución de los autoconsumos y los excedentes (Anexo 1). | | Se aclara que las reglas se aplican por fronteras de comercialización, los autoconsumos al interior de cada frontera de comercialización no son objeto de la regulación. |
| 355 | E2024009859 | Modificación del artículo 26 de la Resolución CREG 174 de 2021<br>Se entiende que la modificación del artículo 26 mencionado aplica no solamente a las comunidades energéticas, sino también a los AGPE, en tal sentido, si no se va a considerar el valor horario del precio de bolsa y en tal sentido se remplaza por el valor mensual del Mc, no será necesario la expresión que involucre la cuantificación horaria de los excedentes 2 (Exc2i,j,m,h,u) y deberá ser remplazada esta última por la expresión Exc2i,j,m,u. | | Se ajusta en la resolución definitiva. |
| 356 | E2024009864 | Definir “Acuerdo o Convenio Asociativo” | | Se aclara en la resolución definitiva. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 357 | E2024009864 | En relación con el artículo 7, literal a), aclarar si ese usuario solo podrá solicitar conexión en el marco del cronograma anual de asignación que defina la UPME y si al aplicarle la Resolución CREG 075 de 2021, deberá constituir garantía de reserva de capacidad de transporte. Aclarar si se refiere a conexión clase 1 o 2. Lo anterior, dado que dispone dicho literal que "en caso de la conexión de un usuario nuevo en el sistema y que pretenda convertirse posteriormente en AC, se deberán aplicar las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 075 de 2021 para recibir la aprobación de su conexión como usuario". | | El ámbito de aplicación de esta resolución abarca el SDL. Así mismo en el literal a) del artículo 7 se menciona la conexión de las comunidades al SDL. Por lo tanto, al referirse a las reglas de conexión de nuevos usuarios al SDL debe entenderse que se aplica la regulación vigente para tal fin, que es la de proyectos clase 2 de la Resolución CREG 075 de 2021. |
| 358 | E2024009864 | Frente al numeral 6 del artículo 8 debería establecerse también de cuánto será el término del agente para confirmar disponibilidad de equipo, en razón a que esta confirmación podría estar supeditada a tiempos indeterminados. | | Se aclara que el tiempo de 15 días hábiles del que trata el numeral 6 del artículo 8 incluye la confirmación de disponibilidad por parte del comercializador. Se aclara en la resolución. |
| 359 | E2024009864 | El AC no deja de ser usuario y al volverse AC dentro de una Consejo de Estado, se estaría limitando la libre elección de prestador de servicios públicos, principio de la Ley 142 de 1994. | | De acuerdo con el artículo 4 del proyecto de resolución 701 051 del 2024, el cual especifica que los usuarios de todas las comunidades energéticas tendrán los deberes y derechos establecidos en la Resolución CREG 108 de 1997 y todas aquellas que contengan disposiciones relacionadas con la protección de los usuarios, el numeral 3 del artículo 3o del capítulo II titulado "CRITERIOS GENERALES SOBRE PROTECCION DE LOS DERECHOS DE LOS USUARIOS" de la Resolución CREG 108 de 1997, establece que todo usuario tiene derecho a escoger el prestador del servicio dentro de las alternativas existentes, según sus necesidades y requerimientos de suministro, al igual que al proveedor de los bienes o servicios que no tengan relación directa con el objeto del contrato. En ese |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | | sentido, no se estaría limitando la libre elección de prestador de servicios públicos a lo AC. |
| 360 | E2024009864 | Frente al literal b del numeral 1 del artículo 10, se debería suprimir esta disposición o, al menos, especificar de manera más clara en qué consiste la carta de explicación, de tal manera que su evaluación no sea absolutamente discrecional. | | Se aclara el literal b, en el sentido de que el usuario indique que acepta las disposiciones contenidas en el ACE y en el proyecto de resolución. |
| 361 | E2024009864 | En términos generales, se considera necesario que la regulación reconozca a los miembros de la comunidad energética, es decir, quiénes se encuentran al interior como usuarios y quiénes consumen la energía producida, así como definir y precisar hasta qué punto la regulación garantizará la protección de usuarios finales y cuándo se iría únicamente hasta la frontera comercial. | | Se aclara que todos los usuarios miembros del AC deben contar con frontera comercial, en ese sentido no se modifican las reglas respecto a los derechos y deberes de los usuarios. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 362 | E2024009860 | Es importante notar la ausencia de una definición del término CEEP, si bien se puede inferir la definición a partir de la redacción del texto, teniendo en cuenta la importancia de este término al existir disposiciones específicas para esta categoría de Comunidades Energéticas, se vuelve esencial contar con una definición que deje claro los alcances del término. Sugerimos que se incluya esta definición en el Artículo 3. Definiciones. | | Ver Respuesta al Comentario 11. |
| 363 | E2024009860 | Por otro lado, si bien es claro que estás CEEP podrán conectarse mediante una única frontera que agrupe a los miembros de esta y que la responsabilidad del OR al que se conecta solo llega hasta el punto de conexión en cuanto a Calidad del Servicio. Consideramos que es fundamental que se incluyan de forma clara los requisitos y condiciones para la conexión de esta red interna, de manera que se garantice la seguridad de sus miembros. Así mismo es indispensable que se definan reglas claras de operación que garanticen un servicio de calidad, confiable y seguro al interior de estas comunidades. | | Ver Respuesta al comentario 11. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 364 | E2024009860 | Teniendo en cuenta que los literales d), f) y h) del Artículo 2.2.9.1.2 del Decreto MME 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”, establecen como algunos de los objetivos de las Comunidades Energéticas lo siguiente:<br>“d) Descentralizar la generación, el almacenamiento y el consumo de energía hacia lascomunidades, especialmente, hacia las comunidades que experimentan condiciones de vulnerabilidad.<br>(…)<br>f) Desarrollar la economía local y territorial, en el marco del desarrollo sostenible, a partir de la generación de energía, el almacenamiento y el uso eficiente de la energía de las comunidades, especialmente, de las comunidades que experimentan condiciones de vulnerabilidad.<br>(…)<br>h) Ofrecer unas condiciones económicas asequibles al servicio de energía para las comunidades, especialmente, aquellas que experimentan condiciones de vulnerabilidad.”<br>Y que así mismo, el Artículo 2.2.9.1.1. incluye la siguiente definición: “Condiciones de vulnerabilidad: Condiciones de marginalidad de grupos significativos de la población que impiden procurarse su propia subsistencia o lograr niveles más altos de bienestar debido a situaciones que lo ponen en desventaja | | Ver respuesta al comentario 286. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | frente al resto de la población." En este orden de ideas, resulta necesario incluir a las denominadas Áreas Especiales (áreas rurales de menor desarrollo, barrios subnormales o zonas de difícil gestión) que por su composición corresponden a poblaciones en condiciones de vulnerabilidad, como un sector especial de la población que cuente con mayor flexibilidad en la conformación de Comunidades Energéticas, es por esto que sugerimos que se incluyan a las áreas especiales dentro de la categoría CEEP o aquella categoría que se cree para identificar a aquellas Comunidades Energéticas que por la composición de sus miembros, tengan derecho a un trato diferencial, como es la posibilidad de pertenecer a una Comunidad Energética que se conecta a la red mediante una Frontera Agrupadora. | | |
| 365 | E2024009860 | En el numeral 6, del Artículo 8, del Proyecto de Resolución CREG 701 051 de 2024 se detalla lo siguiente:<br>"6. En cada punto de conexión el AC podrá solicitar el cambio de medidor a uno bidireccional horario o a uno de medición avanzada, para lo cual el agente comercializador que lo representa tendrá un plazo de 15 días hábiles a partir de la solicitud para su suministro, calibración, instalación, configuración y puesta en operación; previa confirmación de disponibilidad del equipo por parte del agente."<br>Con la redacción actual de este numeral, no es claro quién debe asumir el costo del medidor que se instale. Consideramos | | La propiedad del medidor aplica las disposiciones de la resolución CREG 038 de 2014 en el artículo 5 y la Ley 142 de 1994, en la cual se establece que la misma es acordada entre las partes. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | importante que en la Resolución Final se especifique claramente que la responsabilidad de asumir el costo por la adquisición e instalación del medidor corresponde al usuario. Conforme a lo indicado en la Ley 142 de 1994, el usuario podrá adquirir el medidor de cualquier proveedor, siempre y cuando este cumpla con los requisitos aplicables. | | |
| 366 | E2024009860 | Consideramos importante armonizar la reglamentación que aplique para Comunidades Energéticas con la dispuesta para usuarios AGPE, quienes mediante el Decreto MME 0929 de 2023 se encuentran exentos del cobro de Energía Reactiva siempre y cuando generen a partir de FNCER. En este sentido, un cobro asimétrico de Energía Reactiva podría resultar en desincentivos para el establecimiento de Comunidades Energéticas. | | Ver respuesta a comentario de 5 |
| 367 | E2024009860 | Al observar las disposiciones del Artículo 18 del Proyecto de Resolución en comento, se puede observar que las variables $\boldsymbol{ExcACi,j,n,m,u}$ y $\boldsymbol{PDECi,j,n,m,u}$ se encuentran definidas por nivel de tensión, sin embargo, en el literal b) del Artículo 8 del Proyecto de Resolución, se indica que el Porcentaje de Distribución de los | | Se aclara en la resolución definitiva |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | Excedentes y Consumos – PDEC, debe informarse al momento de registro, pero sin hacer distinción por nivel de tensión. En atención a lo anterior, solicitamos que en el documento final se detalle de forma clara como se aplicará lo dispuesto en el Artículo 18 cuando distintos miembros de una misma Comunidad Energética se encuentren conectados a diferentes niveles de tensión.<br><br>Para lo anterior sugerimos que se refieran las medidas de los distintos usuarios AC al NT donde se encuentren la mayoría de los miembros pertenecientes a la Comunidad Energética antes de agregarla y después de calcular los excedentes asignables a cada usuario, se refieran al correspondiente NT al momento de liquidar. | | |
| 368 | E2024009860 | Si se presenta el caso de que un usuario AC perteneciente a una Comunidad Energética no realice el pago por el servicio de energía eléctrica, ¿Podrá suspenderse el servicio a este usuario? Si se trata de una CEEP en la que se cuenta con una única frontera para todos los miembros de la Comunidad Energética y no se realiza el pago por el servicio a que haya lugar ¿se podrá desconectar el servicio a la CEEP? Igualmente, en caso de suspensión del servicio o desconexión de un usuario AC perteneciente a una Comunidad Energética, ya sea por no pago del servicio o por algún otro proceso. ¿Cómo se asignarían los excedentes con el resto de los miembros de la Comunidad Energética?<br>En atención a lo anterior, solicitamos se incluyan disposiciones sobre las condiciones de desconexión así cómo indicaciones claras sobre la forma en que | | Respecto a los comentarios asociados con CEEP ver respuesta al comentario 11, en el que se retiran los criterios diferenciales para este tipo de comunidades.<br><br>Respecto a la distribución de los excedentes ante la suspensión del servicio de alguno de los integrantes del AC, la propia comunidad energética deberá decidir la nueva distribución de los excedentes. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | deben actuar los prestadores de servicio ante estas situaciones. | | |
| 369 | E2024009860 | En el documento soporte del Proyecto de Resolución, Documento CREG 901 099 de 2024 se establece en el numeral 5.1.4. Condiciones para la comercialización de energía que las Comunidades Energéticas que tengan por objetivo la comercialización de energía eléctrica a sus miembros deberán, entre otras obligaciones, “garantizar la atención de su demanda, realizando con la debida antelación la suscripción de contratos de energía eléctrica con generadores u otros comercializadores.”<br>En este sentido, solicitamos se indique si estás comunidades podrán participar en mecanismos de compra de energía como SICEP o las demás autorizadas en la Resolución CREG 114 o que se aclare mediante qué mecanismos y con qué parámetros, las Comunidades Energéticas podrán celebrar contratos de compra de energía. Igualmente, en nuestra | | Ver respuesta a los comentarios 1 y 2. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | consideración, al realizar estas actividades, una Comunidad Energética deberá inscribirse como una Empresa de Servicios Públicos. Lo que también propendería por la protección de los usuarios.<br>En línea con lo anterior, sugerimos que se acote de manera clara el alcance, términos y condiciones en que una Comunidad Energética podría comercializar energía eléctrica. | | |
| 370 | E2024009860 | Consideramos que tal como se encuentra redactado el Proyecto Regulatorio, especialmente en los concerniente a las CEEP, los usuarios que hagan parte de estas estarán profundamente desprotegidos al no haber suficiente claridad sobre los roles del representante de la comunidad energética, respecto al OR al que se conecta dicha Comunidad energética. | | Se aclara que las condiciones definidas en el ACE no hacen parte del alcance del proyecto regulatorio. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 371 | E2024009860 | A continuación, se señalan algunos errores en la escritura del Proyecto normativa, con el fin de que sean tenidos en cuenta en el Proyecto Final:<br><br>a. En la definición de Generación Distribuida Colectiva, se utiliza la sigla AGDC. Según la definición presente en el Decreto MME 2236 de 2023, corresponde la sigla GDC.<br><br>b. En el Artículo 23 del Proyecto de Resolución, se hace mención de la Resolución CREG 174 de 2011, buscando referirse a la Resolución CREG 174 de 2021, se debe corregir el año.<br><br>c. En el Artículo 45 del Proyecto Normativo, que modifica el Artículo 25 de la Resolución CREG 174 de 2021 se tiene el siguiente texto: "… Al cierre de cada período de facturación, los excedentes de un AGPE se categorizarán en dos tipos de excedentes en los términos del artículo 0 de esta resolución…" este texto hace referencia al Artículo 26 de la Resolución CREG 174, se debe cambiar el número 0 por el 26. | | Se corrigen los errores indicados en la resolución definitiva. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 372 | E2024009860 | Debe advertirse que nada de lo expuesto en este documento debe tomarse como una renuncia por parte de Empresa de Energía de Pereira S.A ESP para analizar la legalidad de las resoluciones que finalmente decida expedir la CREG, así como de asumir las actuaciones que correspondan como consecuencia de tales análisis. Lo anterior en la medida en que los comentarios formulados por esta empresa se hacen en ejercicio del derecho fundamental de participación ciudadana, por lo que no deberían tomarse como una aceptación de la legalidad de las decisiones finales que adopte la CREG en relación con las resoluciones puestas a consideración del público.<br>Finalmente reiteramos nuestro apoyo al proyecto de resolución y agradecemos la oportunidad de expresar estas consideraciones adicionales. Estamos disponibles para colaborar en cualquier etapa adicional y confiamos en que, mediante este diálogo constructivo, lograremos fortalecer aún más el marco regulatorio para el beneficio de todos los actores del sector eléctrico colombiano. | | Respecto a este tema, atentamente le informamos que la Comisión analiza todos y cada uno de los comentarios recibidos por parte de los interesados a los proyectos regulatorios y los tiene en cuenta en las decisiones finales. Por lo anterior, agradecemos sus observaciones y las revisaremos en el entendido de que son propuestas o sugerencias a lo planteado por esta Comisión. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 373 | E2024009872 | El incentivo que se otorga a las comunidades energéticas, y que ya tenían los AGPE, en cuanto a la exención del pago por el uso de las redes de transmisión y distribución necesariamente tendrá un efecto en el valor unitario de estas componentes en las tarifas de quienes no acceden a ser Autogenerador, AGPE o pertenecer a una comunidad energética, por lo que la gradualidad del subsidio debe ser debidamente calibrada para que el impacto sea balaceado. Si bien se mantiene la condición de ser revisado cuando se alcance el 4% de la demanda regulada de un mercado, el desmonte de subsidios siempre será complejo y por ello, consideramos importante graduarlo desde el inicio. El efecto se dará en dos vías, la primera en una reducción de la demanda que paga los costos de T&D y que incrementará estas dos componentes en la misma proporción que se reduce la demanda que hace los créditos de energía, y la segunda sobre la componente de generación de la tarifa regulada al comprar los excedentes a precio de CU-Comercialización, es decir, a precios de hoy, del orden de 800 $/kWh versus el Mc que está del orden de 290 $/kWh. | | Ver capitulo de impactos del documento soporte. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 374 | E2024009872 | La definición de límites máximos de potencia y dispersión de Autogenerador Colectivo y Generador Distribuido Colectivo establecidos en la Resolución UPME 501 de 2024, permiten que una AGRC o una DGC sea de hasta 5MW y con una distancia entre la generación y el consumo tal que no exceda los límites del OR, por ejemplo, en el Valle del Cauca de más de 200 km. Es decir, el criterio de la UPME habilita comunidades de hasta 5.000 miembros residenciales1, lo cual habilita modelos de negocio de grandes bloques de usuarios que quedarían exentos del pago de todos los cargos. Es evidente que el incentivo es tal que seguramente movilizará grandes cantidades de clientes de todo tipo bajo esta figura, por lo que el incentivo de neteo sobre el 100% de los cargos debería limitarse a 100 kW instalados totales de la Comunidad y no como está planteado considerando la capacidad por usuario. | | Se aclara que el límite definido en la resolución referenciada (UPME) aplica para la CE en general de acuerdo con lo establecido en el decreto 2236 de 2023, los limites definidos en el proyecto regulatorio definen los rangos para la determinación de las reglas técnicas y económicas de carácter regulatorio. |
| 375 | E2024009872 | La solución de mediano y largo plazo para compensar el efecto en la componente de Distribución es la migración a un esquema de tarifas binomias (energía y potencia), sin embargo en el corto plazo el camino es el cobro de respaldo, pero este tiene dos problemas, el primero que no se le cobraría a los menores a 1 MW, donde estará el mayor volumen, y segundo, la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018 lleva a que sea imposible de aplicar, pues implica una negociación con cada cliente, el cual puede decidir contratar cero kW. Consideramos que es necesario implementar un esquema simplificado de respaldo, como una tarifa en $/kWh sobre el crédito aplicado y que sea de aplicación general a todos los miembros de la | | Ver respuesta al comentario 4. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | comunidad, independientemente de la capacidad. | | |
| 376 | E2024009872 | Debe considerarse como se asegurará la coordinación operativa de la multiplicidad de granjas solares de tamaños significativos (hasta 5MW) donde no habrá un agente especializado para su gestión operativa ante el mercado y se requiere mayor exigencia para aspectos como la responsabilidad que se da a los CEEP, donde las comunidades pasan a tener un rol de operador de una red interna. | | Ver respuesta al comentario 11. |
| 377 | E2024009872 | La habilitación de agregación de fronteras para las CEEP nos devuelve al riesgo de proliferación de múltiples dificultades que se dieron en el pasado con estos esquemas y a limitar el derecho de seleccionar el prestador del servicio y a tener una empresa vigilada que responda a cada usuario. Además, el concepto de “comunidades campesinas” abriría a cualquier cantidad de figuras, que por acceder a los beneficios se aprovechen de esta figura | | Ver respuesta al comentario 11. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 378 | E2024009997 | | 1.1. SOLICITUD DE CONSOLIDACIÓN DE UNA DEFINICIÓN DE COMUNIDAD ENERGÉTICA<br>En el considerando del 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 hace referencia a la definición de Comunidades Energéticas, en los siguientes términos:<br>…25. Comunidades Energéticas. Los usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos podrán construir Comunidades Energéticas para generar, comercializar y/o usar eficientemente la energía a través del uso de fuentes no convencionales de energía renovables ¿ FNCER-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos…”<br>Tal como se observa, el texto no corresponde a una definición de Comunidades Energéticas, ya que lo que se establece, es que los usuarios o potenciales usuarios, podrán construir Comunidades Energéticas, pero sin definirlas. Al respecto, no obstante que la citada definición proviene de Ley, teniendo en cuenta la importancia, | Se aclara que la definición de Comunidad Energética está en la Ley 1715 de 2014. Ahora bien, en aras de mejorar el entendimiento de la regulación se realizará una definición en la resolución definitiva. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | en particular, para la gestión de vigilancia y control, de contar con una definición base, se solicita que, en la Resolución Definitiva, se adopte una definición consolidada, con el contexto de Comunidades Energéticas, para lo cual se sugiere tomar como referencia, lo que se describe en el numeral 2.2.9.1.2. del Decreto 2236 de 2023, del MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, en los siguientes términos:<br>"…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…"<br>1.2. COMUNIDAD ENERGÉTICA, COMO SOLUCIÓN A UNA CONDICIÓN LOCAL RELACIONADA CON EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.<br>En los Parágrafos 1 y 2, del Artículo | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | 2.2.9.2.1., del citado Decreto 2236 de 2023, se relaciona la Comunidad Energética, como una solución energética para una condición relacionada con el suministro de energía eléctrica, en los siguientes términos:<br>“PARÁGRAFO 1. Cuando los activos de la solución energética desarrollada bajo el esquema de autogeneración colectiva y/o generación distribuida colectiva sean financiados en un cien por ciento (100%) con recursos públicos y, además, la energía entregada por la solución energética satisfaga la demanda de energía para cada uno de los usuarios hasta el equivalente al consumo de subsistencia, estos usuarios no serán receptores de subsidio por menor tarifa.<br>PARÁGRAFO 2. Cuando los activos de la solución energética desarrollada bajo el esquema de autogeneración colectiva y/o generación distribuida colectiva sean financiados parcialmente con recursos públicos, la CREG determinará el esquema para la asignación del subsidio por menor tarifa, en función del porcentaje de participación de los recursos públicos y en función de la cantidad de energía entregada por la solución energética.”<br>Teniendo en cuenta que un proyecto de Comunidad Energética debe corresponder a un concepto | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | de solución energética, se sugiere contemplar dicho concepto en la consolidación de la definición que se solicita a través del numeral 1.1. del presente documento. | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 379 | E2024009997 | REGULACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS, DER´s A partir de lo dispuesto en el Plan Nacional de Desarrollo, artículo 2 de la Ley 2294 de 2023, en el Considerando del citado Decreto 2236 de 2023, se indica lo siguiente: "…De acuerdo con el anterior, se definirá y regulará el modelo de comunidades energéticas para que las personas naturales y jurídicas tomen parte en la cadena de valor de la electricidad, a través del uso de fuentes; i. No convencionales de energías renovables (FNCER) ii.-Combustibles renovables y iii. - Recursos energéticos distribuidos…"<br>Teniendo en cuenta la tendencia común que existe a nivel de diferentes organizaciones, de asociar proyectos de Comunidades Energéticas, con instalación de paneles solares, considerando el rol de los Recursos Energéticos Distribuidos, DERs, así como la importancia de los mismos en la cadena de valor de la electricidad, en operatividad y confiabilidad de los servicios de las Comunidades Energéticas, se sugiere adelantar las gestiones pertinentes para construir la regulación de dicho tópico. Lo anterior, considerando también lo establecido a través de la Resolución 40283 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, Por la cual se establecen lineamientos para la incorporación de los Recursos Energéticos Distribuidos – DERs, la cual en el Artículo 7º, establece lo siguiente: ARTÍCULO 7o. PARTICIPACIÓN DE LOS DERS EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA. La CREG establecerá las reglas para facilitar la descentralización del MEM y la participación de los DERs. Esto | | Se aclara que si bien los DERs están relacionados con las comunidades energéticas no hacen parte del proyecto regulatorio. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | siempre que cumplan con todos los requisitos y criterios técnicos de cada mecanismo, en el mercado de confiabilidad, en el mercado de corto plazo, y en cualquier otro mecanismo del MEM que la CREG prevea, incluyendo los servicios complementarios cuando este mercado se encuentre reglamentado. Igualmente, podrán participar en los mecanismos competitivos de que trata el artículo 12 de la presente resolución. Lo anterior, de acuerdo con los siguientes lineamientos:<br>1. Las reglas deberán reconocer las características de cada tipo de DER con el fin de que el sistema aproveche la flexibilidad de estos recursos.<br>2. Los DERs podrán ser representados, de forma agrupada, por agentes Agregadores en estos mercados.<br>3. Establecer la metodología para calcular la energía firme que puede entregar cada uno de los DERs.<br>Si los DERs de propiedad de los operadores de red participan en alguno de los mecanismos de mercado mencionados en el presente artículo, los beneficios económicos obtenidos por esta participación deberán ser compartidos con los usuarios. | | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 380 | E2024009997 | 1.4. SOLICITUD DE UN TRATAMIENTO SEPARADO, DE LOS TEMAS DE AUTOGENERACIÓN COLECTIVA AGRC Y DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA COLECTIVA, GDC, EN LA RESOLUCIÓN DEFINITIVA<br>Teniendo en cuenta que, en diversos apartes del Proyecto de Resolución, se tratan en un mismo artículo, e incluso de mezclan temas de AGRC y de GDC, lo cual puede aumentar la confusión que existe entre los mismos, se sugiere, hasta donde sea posible, separar estos dos conceptos y que quedaran, ojalá en capítulos diferentes en la Resolución Definitiva.<br>Lo anterior considerando que se trata de 2 conceptos o actividades diferentes, ya que el primero es usuario final, autogenerador (AGRC), mientras que el segundo es agente generador (GDC). | | Se ajusta la estructura de la resolución a fin de mejorar el entendimiento de esta. |
| 381 | E2024009997 | 2.1. ARTÍCULO 2. AMBITO DE APLICACIÓN<br>En el Proyecto de Resolución, se indica lo siguiente:<br>Artículo 2. Ámbito de aplicación. Esta resolución aplica a quienes realicen las actividades de autogeneración colectiva y generación distribuida colectiva de que trata el Decreto 2236 de 2023; así como a las personas prestadoras de servicios públicos de que trata el artículo 15 de la Ley 142 de 1994.<br>Parágrafo 1. Las CE que se constituyan a través de contrato o convenio asociativo para desarrollar las actividades de generación, comercialización y uso eficiente de la energía a través de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER), combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos, deben | Teniendo en cuenta que el proyecto de Resolución incluye en el Título IV. OTRAS DIPOSICIONES, importantes indicaciones en relación con los agentes AGPE, AGGE y GD, se sugiere incluir en el ámbito de aplicación, a dicho agentes Por otra parte, se sugiere en el referenciado Parágrafo 1, hacer énfasis en que las actividades de generación y comercialización, corresponden al régimen de prestación del servicio público de energía eléctrica. | Se incluye en las definiciones de la resolución. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | pactar las condiciones en que van a realizar dichas actividades en el marco de las disposiciones legales y regulatorias vigentes para cada una de ellas. | | |
| 382 | E2024009997 | En el Proyecto de Resolución, se establece la siguiente definición: “Autogeneración Colectiva (AGRC). Actividad realizada por la comunidad energética que produce energía, principalmente, para atender su propia demanda de energía. En el evento en que se generen excedentes de energía a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la CREG para tal fin.” Se observa que, en la mencionada definición, a la generación de excedentes, se da un tratamiento de eventualidad, que podría interpretarse como excepcionalidad. Al respecto, vale la pena tener en cuenta los siguientes aspectos: En general un sistema de generación de energía eléctrica, opera con mayor eficiencia, al proporcionarle un uso efectivo a los excedentes de energía, ya que si se forzara dicho sistema a operar con una generación mayor que su demanda, sin la evacuación de dichos excedentes, tal desbalance se traduce en pérdidas de energía. Para diversos tipos de aplicaciones de Autogeneración Colectiva (AGCR), en determinados periodos de tiempo, no se demanda energía eléctrica, por ejemplo, fines de semana y horarios nocturnos en colegios, universidades, oficinas públicas, etc. En tales casos, debe considerarse que los excedentes a la red se convierten en una fuente de ingresos para la respectiva comunidad. | De acuerdo con lo anterior, se plantea que, en la mencionada definición, no sean considerados los excedentes de energía eléctrica, como una eventualidad, para lo cual se sugiere ajustar la definición, por ejemplo, de la siguiente manera: “Autogeneración colectiva (AGRC): Actividad realizada por la comunidad energética que produce energía eléctrica, principalmente para atender su propia demanda. Los excedentes de energía eléctrica que se produzcan a partir de tal actividad, podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin.” | Se aclara en la resolución definitiva. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 383 | E2024009997 | En el Proyecto de Resolución, se establece la siguiente definición: "Capacidad instalada o nominal del Autogenerador Colectivo o de un Generador Distribuido Colectivo. La capacidad instalada o nominal del AC o de un Generador Distribuido Colectivo (GDC) es la sumatoria de las capacidades instaladas o nominales individuales de cada uno de los sistemas de generación que hacen parte del AC o de un GDC."<br>Tal como se observa, en la definición que se presenta, se parte de la base que la planta de generación está compuesta por 2 o más unidades individuales. | Teniendo en cuenta que las instalaciones de autogeneración colectiva o generación distribuida colectiva, pueden estar integrados por una sola unidad de generación, se sugiere considerar también esta opción y modificar el texto de la definición, por ejemplo, en los siguientes términos:<br>Capacidad instalada o nominal del Autogenerador Colectivo o de un Generador Distribuido Colectivo. La capacidad instalada o nominal del AC o de un Generador Distribuido Colectivo (GDC) corresponde a la capacidad instalada o nominal del sistema de generación, si se trata de una sola unidad, o la sumatoria de las capacidades instaladas o nominales individuales de cada una de las unidades de generación que componen el AC o el GDC. | Se aclara en la resolución definitiva. |
| 384 | E2024009997 | En el Proyecto de Resolución, se establece la siguiente definición: Generación Distribuida Colectiva (AGDC). Es la producción de energía eléctrica realizada por la comunidad energética, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL) o a una microrred. La entrega de la energía al SDL se rige bajo la regulación que establezca la CREG para tal fin. Según la mencionada definición, tal como se observa, la GDC puede estar conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL), o a una microrred. Podría entenderse de dicha definición, que la microrred corresponde a una instalación publica, a la que, de manera | Al respecto, se plantea que, en la mencionada definición, hasta tanto no se establezca algo diferente en la regulación, no sea considerada la microrred, como un sistema de transporte de energía eléctrica, a la que se pueden conectar usuarios de un sistema de distribución. De acuerdo con lo anterior, se sugiere ajustar la definición de Generación Distribuida Colectiva (GDC), por ejemplo, de la siguiente manera:<br>"Generación Distribuida Colectiva (GDC): Es la producción de energía | Se aclara que el proyecto regulatorio no modifica la definición mencionada. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | general, pueden conectarse usuarios de los sistemas de distribución.<br>Es claro que los Sistemas de Distribución Local (SDL) hacen parte de redes públicas (definidas a través de la Resolución CREG 070 de 1998, Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica), correspondientes a las redes de distribución, a los cuales, usuarios potenciales de dichos sistemas, como generadores, autogeneradores, productores marginales y usuarios finales, pueden adherirse, a través de procedimientos de conexión establecidos en la normatividad, reconociendo el pago de los cargos por uso y conexión correspondientes, con los derechos y deberes que se establecen en el Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995, entre otras.<br>Al respecto, vale la pena recordar los conceptos de SDL, de usuario de los sistemas de distribución, así como de microrred, establecidos respectivamente, en la Resolución CREG 015 de 2018, en la Resolución CREG 070 de 1998, en el Decreto 2236 de 2023 y en la norma IEEE 2030.7-2017, en los siguientes términos: "Sistema de Distribución Local (SDL): sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización." (Resolución CREG 015 de 2018, Artículo 3º, Definiciones) "Usuario. Persona que utilice o pretenda utilizar, o esté conectado o pretenda conectarse a un STR o SDL." (Resolución CREG 015 de 2018, Artículo 3º, Definiciones) "Microrred: (red local de | eléctrica realizada por la comunidad energética, cerca de los centros de consumo, conectada a un sistema de distribución local (SDL). La entrega de la energía al Sistema de Distribución Local (SDL) se rige bajo la regulación que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin, dentro del plazo de tres (3) meses siguientes a la expedición del presente decreto.<br>En relación con la conexión de la GDC a una microrred, la CREG definirá la regulación correspondiente, a partir del concepto ajustado o desarrollado por la UPME, en función de, entre otros, el principio de adaptabilidad de la Ley 143 de 1994, según lo señalado en el Decreto 2236 de 2023, Ministerio de Minas y Energía, Artículo 2.2.9.1.1., Definiciones." | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | producción y distribución de energía) Sistema eléctrico que integra la demanda (cargas) y los recursos energéticos distribuidos con la capacidad de operar durante un periodo de tiempo y con diferentes niveles de automatización y de coordinación, bien sea de modo aislado o interconectado a una red principal, bajo criterios técnicos, económicos, ambientales y socioculturales. La UPME podrá ajustar o desarrollar el concepto de microrred en función de, entre otros, el principio de adaptabilidad de la Ley 143 de 1994." (Decreto 2236 de 2023, Ministerio de Minas y Energía, Artículo 2.2.9.1.1., Definiciones)<br>De lo anterior, se desprende lo siguiente:<br>Los SDL prestan el servicio de transporte de energía eléctrica en los niveles 3, 2 y 1, a usuarios conectados a dicho sistema, que pueden ser entre otros, generadores, autogeneradores, generadores distribuidos, cogeneradores, usuarios finales, dentro de un mercado de comercialización.<br>La microrred integra la demanda y los recursos energéticos distribuidos con los cuales se cubre dicha demanda.<br>Si bien los sistemas de distribución local (SDL), hacen parte de los sistemas de distribución existentes, o en proceso de expansión por parte de los Operadores de Red (OR), según lo dispuesto en la regulación vigente, las microrredes no hacen parte de los sistemas de distribución de tales OR. | | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 385 | E2024009997 | En el Proyecto de Resolución, se establece la siguiente definición: "Representante de la Comunidad Energética. Persona natural o jurídica que representa a la Comunidad Energética conforme a los términos establecidos en el Acuerdo o Convenio Asociativo." | Al respecto, se sugiere que, en el Proyecto de Resolución, se defina el concepto de Acuerdo o Convenio Asociativo y se establezca su alcance. | Se aclara que el Acuerdo de conformación de la Comunidad energética deberá dar cumplimiento a lo establecido en el decreto 2236 de 2023. |
| 386 | E2024009997 | De la lectura, podría interpretarse, como si se exceptuaran a las Comunidades Energéticas, de los derechos y deberes establecidos en la Resolución CREG 108 de 1997; por otra parte, debe tenerse en cuenta que el concepto de deberes y derechos de usuarios en el caso de Comunidades Energéticas, aplica al Autogenerador Comunitario, AC, pero no aplica al Generador Distribuido Comunitario, GDC (ya que este último es agente generador y no cuenta con usuarios). | De acuerdo con lo anterior, se propone que el texto del Artículo 4º, quede en los siguientes términos:<br>"…Artículo 4. Deberes y derechos de los usuarios integrantes de la comunidad energética AC. Los usuarios de las Comunidades Energéticas AC, tendrán los deberes y derechos establecidos en la Resolución CREG 108 de 1997 y todas aquellas que contengan disposiciones relacionadas con la protección de los usuarios. Los usuarios de este tipo de Comunidades Energéticas constituidas con base en las estructuras de Gobierno Propio de los Pueblos y Comunidades Indígenas y de las comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras que se constituyan como Comunidades Energéticas, tendrán además derecho a:…"<br>Por otra parte, se solicita tener en cuenta que la atención de reclamos e inquietudes, por parte del Representante de la Comunidad Energética, carece de carácter oficial, mientras no opere como comercializador del servicio de | Ver respuesta a los comentarios, 1, 2, 11. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | energía eléctrica para el usuario que los presenta. Se aclara que la Independización de consumos, así como la instalación de los medidores que correspondan, cuando así lo requieran, se encuentran dentro de los derechos de cualquier usuario del servicio público de energía eléctrica. Finalmente, se solicita definir los conceptos de servicios complementarios y de frontera de conexión, a los cuales se hace referencia en el Artículo 4º del Proyecto de Resolución. | |
| 387 | E2024009997 | | Al respecto, se sugiere lo siguiente: a) definir en la Resolución definitiva la sigla CEEP, cuyo significado no es conocido en el Proyecto de Resolución, b) indicar el contexto y el régimen bajo el cual se podrán realizar transacciones por parte de Comunidades Energéticas CEEP, con usuarios al interior de su frontera agregadora. | Ver respuesta al comentario 11. |
| 388 | E2024009997 | | Al respecto, se sugiere lo siguiente: a) se reitera la necesidad de definir en la Resolución definitiva, la sigla CEEP, cuyo significado no es conocido en el Proyecto de Resolución, b) indicar y aclarar el contexto y el régimen bajo el cual se pueden realizar transacciones entre los integrantes de una CEEP. Se sugiere lo señalado en el literal b), teniendo en cuenta que, bajo el régimen actual, no se encuentra regulado el tema de transacciones entre usuarios del servicio público de energía eléctrica. | Se incluye en las definiciones de la resolución. Ver respuesta al comentario 11. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 389 | E2024009997 | | Al respecto se solicita aclarar, las razones por las cuales se habla de porcentaje de distribución de consumos (PDEC) para cada uno de los usuarios pertenecientes a la Comunidad Energética, ya que considerando que cada usuario al interior de la misma, debe contar con medidor independiente, no es claro porqué se asigna previamente un porcentaje de consumos, para cada uno de los integrantes de la Comunidad Energética.<br>En tal sentido, vale la pena recordar que, ante carencia del medidor, por razones ajenas a la gestión del prestador del servicio, podrán ser estimados los consumos por un periodo de facturación, por métodos alternativos según lo señalado en la Resolución CREG 108 de 1997 y la Ley 142 de 1994. | Ver comentario 218.<br>Se aclara que la liquidación y facturación aplica por frontera comercial. |
| 390 | E2024009997 | | Se sugiere adicionar al Artículo 14 de la Resolución CREG 156 de 2011, un literal 4, donde también se indique como excepción, las fronteras comerciales correspondientes a Autogenerador Colectivo (AC), como se presenta a continuación:<br>“4. Fronteras de Comercialización para Agentes y Usuarios correspondientes a Autogenerador Colectivo (AC)”. | Ver respuesta al comentario 11. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 391 | E2024009997 | | Al respecto, se debe tener en cuenta entre otros aspectos, lo siguiente: los activos al interior de la CE hacen parte de la inversión que debe realizar la citada CE para la instalación y puesta en marcha del proyecto. | Se aclara que la gestión de los activos de la comunidad energética no hacen parte del proyecto regulatorio. |
| 392 | E2024009997 | Al respecto, debe tenerse en cuenta que uno de los derechos del usuario, independiente de su condición de recepción del servicio y del tipo de frontera comercial, es el de contar con un suministro energético bajo los estándares de calidad definidos por la CREG y dentro de ellos, de la calidad del servicio, cuya responsabilidad está a cargo del Operador de Red. | Se sugiere dejar claro que en el ACE (Acuerdo Comunitario), debe hacerse énfasis en que es responsabilidad sólo del prestador del servicio de energía eléctrica que actúa como Operador de Red, el proveer un suministro energético dentro de los estándares de calidad del servicio y la responsabilidad está a cargo del Operador de Red establezca, lo cual se debe incluir en el Acuerdo Comunitario ACE. | Ver respuesta al comentario 31. Ver respuesta al comentario 173. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 393 | E2024009997 | Al respecto, se solicita, tener en cuenta los siguientes aspectos: A partir de lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, se permite inyectar energía reactiva sin costo a aquellos generadores, autogeneradores o cogeneradores que hayan implementado, en coordinación con el respectivo OR, un sistema automático de control de voltaje (AVR).<br>En tal sentido, la Resolución CREG 070 de 1998 establece en el numeral 4.5.6.3 inciso d, lo siguiente:<br>"(…) d) El control de voltaje de la Unidad Generadora se hará en coordinación con el respectivo Centro de Control. (…)"<br>De acuerdo con lo anterior, considerando el deber de realizar el control de voltaje de la planta de generación con el centro de control del OR, se solicita revisar la aplicabilidad del cobro de energía reactiva a los agentes ARGC y GD, teniendo en cuenta que, en los 2 casos, se trata de plantas de generación de energía eléctrica. | | Ver respuesta al comentario 5.<br>. |
| 394 | E2024009997 | Al respecto se reitera la solicitud de aclaración, sobre las razones por las cuales, se establece para cada usuario, un Porcentaje de Distribución de los Consumos, PDEC, para su punto de medición, teniendo en cuenta que para cada usuario va existir una frontera de comercialización, es decir un medidor individual, con el que se van a obtener los consumos reales. | | Se aclara que en el proyecto de resolución se encuentra la descripción de la variable PDE. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 395 | E2024009997 | Tal como se observa, en los literales 1 y 2, se hace referencia, al Generador Distribuido Comunitario, GDC, con una capacidad instalada inferior o superior a 1 MW por usuario miembro de la Comunidad Energética. Al respecto, se debe tener en cuenta, que el GDC, es un agente generador, cuya energía eléctrica producida va directamente al sistema de distribución de la red y no al (los) usuario (s). Finalmente se destaca que el presente Artículo 21: "Comercialización de la energía de un GDC", se encuentra localizado dentro de un Capítulo que se denomina: "CAPÍTULO 3 –REMUNERACIÓN DE EXCEDENTES". Al respecto, debe tenerse en cuenta que, para un GDC, no es aplicable el concepto de excedentes, ya que se trata de un agente generador cuya energía es entregada en su totalidad al SDL, por lo cual, para la Resolución Definitiva, se sugiere reorganizar la distribución de los diferentes artículos. | | Se aclara en la resolución |
| 396 | E2024009997 | Al respecto es necesario considerar los siguientes aspectos: a. Debido a que la Resolución CREG 108 de 1997, no hace referencia al concepto de frontera de usuario, sino a medidor, se sugiere realizar la aclaración correspondiente y modificar la redacción del párrafo, por ejemplo, en los siguientes términos: "Parágrafo 1. La frontera de autogeneración colectiva en la que se encuentra conectado un único integrante de una Comunidad Energética, tendrá el tratamiento de una frontera de usuario para efectos de la aplicación del concepto de medidor previsto en la Resolución CREG 108 de 1997." b. En cuanto a lo descrito en el Parágrafo 2, se solicita la aclaración correspondiente, | | Se ajusta redacción en la resolución para mayor claridad y se incluyen las definiciones de frontera de generación distribuida o de AGDC, frontera de usuario y frontera de autogeneración o de AGRC. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | definiendo en concepto de frontera embebida para ZNI. | | |
| 397 | E2024009997 | Al respecto es necesario considerar los siguientes aspectos:<br>a. Debido a que, en el Proyecto de Resolución, no se hace referencia a la calidad la potencia, se sugiere incluir el requisito de cumplimento de los indicadores correspondientes.<br>b. Se sugiere modificar el requisito relacionado con la calidad del servicio técnico, teniendo en cuenta que se hace referencia solo a las localidades con servicio las 24 horas y el índice desconexiones DES, al que se hace referencia, no existe en la regulación vigente de calidad del servicio público de energía eléctrica en el SIN. | | En cuanto a la calidad de potencia y del servicio técnico en ZNI, el artículo 33 de la Resolución CREG 091 del 2007 establece unas disposiciones que son de obligatorio cumplimiento de los agentes que prestan el servicio en ZNI.<br><br>Dichas disposiciones están siendo objeto de revisión en el nuevo marco tarifario que aplicaría al servicio público domiciliario de energía eléctrica en las ZNI. |
| 398 | E2024009997 | Al respecto, teniendo en cuenta lo indicado en el artículo 2 de la Ley 2294 de 2023, en el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023, que modificó los numerales 10 y 23 y adicionó los numerales 25 y 26 al artículo 5 de la Ley 1715 de 2014, lo que condujo a la definición de Comunidades Energéticas, en los siguientes términos:<br>"ARTÍCULO 5. DEFINICIONES. Comunidades Energéticas. Los usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos<br>podrán construir Comunidades Energéticas para generar, comercializar y/o usar eficientemente la energía a través del uso de fuentes no convencionales de energía renovables, FNCER, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.<br>Al respecto teniendo en cuenta que una | | A la fecha ya se cuenta con la Resolución CREG 091 del 2007 la cual contempla los cargos de generación para diversas tecnologías; de igual manera recientemente la Comisión publicó para comentarios el proyecto de resolución CREG 701 050 del 2024 el cual contiene la metodología para el cálculo del cargo de generación con tecnología solar con almacenamiento. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | Comunidad Energética podrá ser desarrollada para generar energía eléctrica a través de fuentes no convencionales de energía eléctrica renovables, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos, se hace necesario por parte de la CREG, se establezca el cargo máximo de generación para cada una de las tecnologías de generación con fuentes no convencionales de energía renovable, FNCER, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos | | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 399 | E2024009997 | Al respecto, una vez revisado el texto de la Resolución CREG 091 de 2007, en la misma, se definen los cargos máximos sólo para Generación Diésel, para centrales hidroeléctricas a pequeña escala y para soluciones Fotovoltaicas Individuales. De acuerdo con lo anterior, la actividad de generación distribuida colectiva en las zonas no interconectadas, no se encuentra contenida en la Resolución CREG 091 de 2007. | | Tal y como se señala en los Considerandos de la Resolución, la Ley 1715 de 2014 en su artículo 5, define la Generación Distribuida (GD) como “la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL). La capacidad de la generación distribuida se definirá en función de la capacidad del sistema en donde se va a conectar, según los términos del código de conexión y las demás disposiciones que la CREG defina para tal fin”.<br><br>En las Zonas no Interconectadas (ZNI), la actividad de generación se lleva a cabo en los mismos términos descritos en la definición de generación distribuida antes señalada; por tanto, la Resolución CREG 038 de 2018 dispuso en su artículo 19 lo siguiente, respecto de la generación distribuida en ZNI: “La regulación de la actividad de generación distribuida en las zonas no interconectadas se encuentra contenida en la Resolución CREG 091 de 2007 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan”.<br><br>Así las cosas, la Resolución CREG 091 de 2007 contiene en su CAPITULO IV. CARGOS REGULADOS PARA LA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN, la metodología vigente para la determinación de los cargos máximos de generación en ZNI, particularmente se definen para el caso de Diesel y PCHs. Si se trata de sistemas híbridos y otras tecnologías de generación no definidos en dicha resolución, los costos unitarios de inversión podrán proponerse a la Comisión quien definirá en Resolución particular los costos correspondientes.<br><br>Así mismo, mediante Resolución CREG 101 026 de 2022 se estableció la remuneración para los |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | | casos de Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas y actualmente se encuentra en consulta el Proyecto de Resolución CREG de cargo transitorio de generación para sistemas centralizados solares fotovoltaicos con y sin almacenamiento en ZNI.<br><br>Por último, le informamos mediante Resolución 101 064 de 2024 se definió un cargo transitorio de generación de energía eléctrica para sistemas centralizados solares fotovoltaicos con y sin almacenamiento en Zonas No Interconectadas. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 400 | E2024009997 | Al respecto se solicita señalar en la Resolución Definitiva, que es deber del prestador del servicio de energía eléctrica que actúa como comercializador, describir de manera detallada en la factura e informar al usuario autogenerador, la liquidación correspondiente y la determinación del precio de venta, al que se hace referencia. | | Se aclara que en la Resolución se encuentran todas las disposiciones necesarias para realizar la correcta liquidación a cada miembro de la comunidad energética. Adicionalmente, debe tenerse en cuenta lo previsto en los artículos 24 y 25 de la Resolución CREG 135 de 2021. |
| 401 | E2024010000 | El Acuerdo de Conformación de la Comunidad Energética (ACE) no esta definido este numeral, Se recomienda incluir una definición clara y precisa del ACE en el glosario para mejorar la comprensión del documento | agregar al numeral 3 definiciones, puede mejorar la comprensión del documento. | Se aclara que el Acuerdo de conformación de la Comunidad energética deberá dar cumplimiento a lo establecido en el Decreto 2236 de 2023. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 402 | E2024010000 | Las comunidades energéticas enfrentan importantes obstáculos para su participación en la comercialización de energía bajo la normativa vigente, particularmente la Resolución CREG 156 de 2011.<br><br>Esta regulación impone requisitos estrictos que no se ajustan adecuadamente a la naturaleza y el tamaño de estas comunidades, generando barreras significativas para su desarrollo.<br><br>Entre los principales obstáculos se encuentran:<br><br>Establecimiento obligatorio de una oficina de PQRs (Peticiones, Quejas y Reclamos): Esta exigencia, diseñada para grandes empresas, resulta excesivamente onerosa para las comunidades energéticas, desviando recursos y esfuerzos de su función principal de gestión energética.<br><br>Discriminación de facturas: La normativa impone la obligación de detallar en las facturas el origen de la energía consumida, lo cual representa una carga administrativa compleja y poco práctica para las comunidades, especialmente en sus primeras etapas de desarrollo.<br><br>Contabilidad separada: La exigencia de llevar una contabilidad separada de las actividades de comercialización implica costos adicionales y trámites burocráticos innecesarios para las comunidades, dificultando su gestión financiera y operativa. | La implementación de un marco regulatorio diferenciado permitiría a las comunidades energéticas participar de manera efectiva en el mercado eléctrico, impulsando su crecimiento y potenciando su impacto positivo en la sociedad y el medio ambiente. En este contexto, la definición de "condiciones y límites de capacidad" para las comunidades energéticas, como se menciona en la solicitud original, requiere un análisis profundo y detallado.<br><br>Este análisis debería considerar los siguientes aspectos:<br><br>Tamaño y ubicación geográfica de la comunidad. Capacidad de generación y consumo de energía. Disponibilidad de recursos financieros y técnicos. Experiencia en gestión de proyectos y operación de sistemas energéticos.<br>Marco legal y regulatorio local. Al comprender a cabalidad las condiciones y límites de capacidad de las comunidades energéticas, se podrá establecer un régimen especial de comercialización que sea justo, efectivo y promueva el desarrollo sostenible de estas iniciativas.<br><br>Es importante destacar que la participación activa de las comunidades energéticas en el | Se aclara que la actividad de comercialización de energía eléctrica y la prestación del servicio público domiciliario exige requerimientos mínimos por parte del prestador que garanticen la protección de los derechos para los usuarios como los definidos en las Resoluciones CREG 156 de 2011 y CREG 108 de 1997. Ahora bien, en la medida en que se logre adquirir capacidades técnicas y administrativas por parte de las comunidades energéticas se estudiarán criterios diferenciales para incluir en la regulación en su debida forma.<br><br>El proyecto regulatorio armoniza la regulación para que las comunidades energéticas realicen las actividades de Autogeneración Colectiva y Generación Distribuida Colectiva, de acuerdo con la reglamentación del artículo 235 de la Ley 2294 de 2023. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | Estas barreras regulatorias desalientan la participación de las comunidades energéticas en el mercado energético, limitando su potencial para contribuir a la transición energética y al desarrollo sostenible.<br><br>Se recomienda una revisión profunda de la normativa vigente, considerando las características y necesidades específicas de las comunidades energéticas, para eliminar obstáculos innecesarios y fomentar su participación activa en la comercialización de energía. | proceso de diseño del régimen especial será fundamental para garantizar que este responda a sus necesidades y expectativas.<br><br>En conclusión, el establecimiento de un régimen especial de comercialización de energía para las comunidades energéticas representa una oportunidad para impulsar su desarrollo, promover la transición energética y contribuir al bienestar social y ambiental.<br><br>Para lograr este objetivo, es necesario un análisis profundo de las características y necesidades de las comunidades energéticas, así como una colaboración estrecha entre las comunidades, las autoridades competentes y los demás actores relevantes. | |
| 403 | E2024010000 | en el articulo 8 apartado 6 "para lo cual el agente comercializador que lo representa tendrá un plazo de 15 días hábiles a partir de la solicitud para su suministro, | Para ello, se recomienda realizar un análisis detallado de los procesos involucrados en el suministro, calibración, instalación, | El comercializador deberá tener en cuenta los plazos establecidos en dicho numeral para confirmar la disponibilidad del equipo, una vez confirmada dicha disponibilidad deberá dar |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | calibración, instalación, configuración y puesta en operación", se sugiere realizar una modificación considerando la realidad actual del sector eléctrico. | configuración y puesta en operación de los medidores, considerando los siguientes aspectos:<br><br>Complejidad de las instalaciones: Dependiendo de las características del punto de conexión y la tecnología del medidor, el tiempo requerido para su instalación puede variar significativamente. Disponibilidad de recursos técnicos: La cantidad de personal técnico disponible por parte del OR y su distribución geográfica pueden afectar los tiempos de respuesta. Coordinación con terceros: En algunos casos, se requiere la coordinación con terceros, como empresas contratistas o proveedores de servicios, lo que puede extender los plazos. Con base en este análisis, se deberían establecer plazos diferenciados para cada etapa del proceso, considerando los tiempos máximos razonables para cada actividad.<br><br>Es importante destacar que, si bien se establecen plazos más ajustados, también se deben contemplar mecanismos para garantizar su cumplimiento por parte de los OR. Incluir plazos más realistas basados en las experiencias con la aplicación de la Reg 174 de 2021 | cumplimiento al plazo establecido para su suministro, calibración, instalación, configuración y puesta en operación. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 404 | E2024010000 | En el párrafo "En cualquier momento un integrante de una CE puede retirarse de la misma y escoger ser atendido por el comercializador de su preferencia, para lo cual deberá cumplir con los requisitos de medida correspondientes", se plantea una situación que podría generar impactos tanto para el integrante que se retira como para la Comunidad Energética (CE) en su conjunto.<br><br>Por un lado, el retiro de un integrante implica la reducción de su consumo energético dentro de la CE. Esto puede generar un excedente de energía en la comunidad, lo que podría acarrear dificultades para su gestión y comercialización.<br><br>Adicionalmente, la salida de un miembro puede modificar considerablemente la dinámica de la CE, especialmente si se trata de un participante con un consumo o capacidad de generación de energía significativos.<br><br>Estas situaciones podrían afectar negativamente a la viabilidad económica y operativa de la CE, especialmente si no se cuenta con mecanismos adecuados para anticipar y gestionar estos cambios. | Si bien se reconoce el derecho de los usuarios a elegir su comercializador de energía, es importante establecer un marco regulatorio que equilibre este derecho con la estabilidad y sostenibilidad de las CE.<br><br>En este sentido, se sugieren las siguientes consideraciones:<br><br>1. Impacto en los excedentes energéticos:<br><br>La salida inesperada de miembros puede generar un desequilibrio en la producción y consumo de energía dentro de la CE. Si un miembro que aporta una cantidad significativa de excedentes decide retirarse, la comunidad podría enfrentar un exceso de energía que no puede ser consumido internamente, lo que podría generar pérdidas económicas.<br>Por otro lado, la salida de un miembro que consume mucha energía podría generar un déficit para la CE, obligándola a comprar energía adicional en el mercado a un precio mayor.<br>2. Impacto en la viabilidad de la CE:<br><br>La salida de miembros puede afectar la capacidad financiera de la CE, especialmente si estos aportan una parte significativa de las inversiones iniciales o los costos operativos.<br>Además, la reducción del número | Se aclara que las condiciones definidas en el ACE no hacen parte del alcance del proyecto regulatorio. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | de miembros puede afectar la viabilidad de los proyectos de generación o autoconsumo de energía de la CE, si estos dependen de la participación de un número mínimo de miembros.<br>3. Necesidad de un procedimiento uniforme:<br><br>Es fundamental establecer un procedimiento claro y uniforme para la exclusión de usuarios de las CE, aplicable de manera consistente en todas las Asociaciones de Cooperación Económica (ACE). Este procedimiento debe definir plazos y condiciones específicos para la exclusión, basados en criterios técnicos y financieros claros.<br>4. Criterios técnicos y financieros:<br><br>Los criterios técnicos podrían incluir aspectos como la capacidad de conexión del punto de suministro del usuario que se retira, la disponibilidad de infraestructura de red y la necesidad de realizar ajustes en los sistemas de control y monitoreo de la CE.<br>Los criterios financieros podrían incluir aspectos como la participación del usuario en las inversiones iniciales, los costos operativos pendientes y el impacto en la viabilidad económica de los proyectos de la CE.<br>5. Comunicación y transparencia:<br><br>Es importante que la CE comunique | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | de manera clara y transparente a sus miembros los procedimientos y criterios para la exclusión, así como los potenciales impactos que esta podría tener en la comunidad. Esta comunicación debe realizarse tanto al momento de la admisión de nuevos miembros como antes de la salida de cualquier miembro.<br>6. Mecanismos de resolución de conflictos:<br><br>Se deben establecer mecanismos adecuados para la resolución de conflictos que puedan surgir en el proceso de exclusión de miembros, garantizando la protección de los derechos de todas las partes involucradas.<br>7. Evaluación periódica:<br><br>Es recomendable realizar una evaluación periódica del procedimiento de exclusión de usuarios, con el fin de identificar posibles mejoras y adaptarlo a las necesidades cambiantes de las CE. Al establecer un marco regulatorio adecuado para la salida de miembros de las CE, se podrá proteger la estabilidad y sostenibilidad de estas comunidades, a la vez que se garantiza el derecho de los usuarios a elegir su comercializador de energía.<br><br>La implementación de las medidas mencionadas anteriormente permitirá a las CE operar de manera | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | más eficiente y resiliente, contribuyendo a su éxito a largo plazo. | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 405 | E2024010000 | En relación con el cargo por respaldo y su impacto en las comunidades energéticas, es importante realizar algunas precisiones: La Aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018 establece la metodología para calcular el cargo por respaldo, el cual se aplica a todos los puntos de conexión a la red eléctrica, incluyendo aquellos pertenecientes a comunidades energéticas. Para instalaciones con capacidad superior a 100 kW, la Resolución CREG 015 de 2018 exige la contratación de capacidad de respaldo de la red.<br>Si las condiciones actuales del cargo por respaldo no se ajustan adecuadamente, esto podría generar barreras de entrada para algunas comunidades energéticas, especialmente aquellas que dependen en gran medida de fuentes de energía renovables no convencionales.<br>La metodología actual para calcular el valor del cargo por respaldo tiene un efecto no deseado para las energías renovables no convencionales, como la energía solar o eólica.<br>Esto se debe a que la generación de estas fuentes de energía es intermitente y variable por naturaleza, lo que puede ocasionar que el autogenerador requiera energía de la red con mayor frecuencia.<br>En consecuencia, el costo por respaldo para estas comunidades energéticas aumenta, desincentivando la adopción de energías renovables. | Es necesario realizar ajustes regulatorios al cargo por respaldo para que este no desincentive la participación de las comunidades energéticas en la generación de energía con fuentes renovables. Estos ajustes deben considerar las características específicas de las energías renovables no convencionales y su impacto en la estabilidad de la red eléctrica. Por ejemplo, se podrían establecer tarifas especiales o exenciones para estas comunidades, considerando su contribución a la sostenibilidad y diversificación de la matriz energética. Beneficiar a los usuarios con (AC) o (GDC) pertenecientes a una comunidad energética mediante la exención del pago de cargos por respaldo hasta 1 MW, utilizando fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). | Ver comentario numero 4. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 406 | E2024010000 | En el apartado "e) La ventanilla de que trata la Resolución CREG 174 de 2021 deberá incluir las solicitudes de conexión de los potenciales AC y GDC", es importante realizar una aclaración para evitar confusiones, | Si bien se establece la inclusión de las solicitudes de conexión de AC y GDC en la ventanilla única, es crucial diferenciar los términos y tiempos de respuesta para este tipo de solicitudes.<br><br>Considerando los retrasos que actualmente presenta la ventanilla única, la inclusión de las solicitudes de AC y GDC bajo los mismos parámetros podría generar un cuello de botella adicional, obstaculizando aún más el proceso de conexión para estas comunidades.<br><br>En este sentido, se recomienda enfáticamente que la ventanilla para AC y GDC opere bajo un esquema diferenciado, con plazos más cortos y agilizados, | Se aclara que no se consideran criterios diferenciales para asignar capacidad de transporte, en ese sentido tanto las solicitudes para autogeneración y generación distribuida individual como las de las comunidades energéticas deberán realizarse por medio de la ventanilla única. |
| 407 | E2024010001 | En el apartado "Informar a los integrantes de la comunidad los valores…", se sugiere aclarar las herramientas que se puedan usar, teniendo en cuenta que en las ZNI en Colombia la accion de informar es una actividad compleja. | Establecer los mecanismos para la divulgación de información, ya sea acogiéndose a la regulación existente, incluyéndolos en la regulación actual, o informando que estos mecanismos se incluirán en futuras regulaciones para tal fin. | Se ajusta redacción en la resolución.<br><br>En lo relativo a la información, la resolución prevé que, al Sistema de Información, del que trata el artículo 7 y 8 de la Resolución CREG 038 de 2018, deberá incorporarse la información de la AGRC presente en el sistema de distribución que se encuentre bajo su operación.<br><br>El sistema de información debe estar disponible al público seis (6) meses después de la entrada en vigencia de la presente resolución, en la página web del distribuidor, en las oficinas del mismo o a través del canal que este considere como el más expedito. El sistema de información deberá ser actualizado el día cinco (5) de cada mes con la información recibida hasta el último día del mes anterior al de actualización. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 408 | E2024010001 | El Acuerdo o Convenio de Conformación de la Comunidad Energética (ACE) no se encuentra en el listado de definiciones. | Incluir en el listado de definiciones para tener mas claridad. | Se incluye en las definiciones de la resolución. |
| 409 | E2024010001 | Las comunidades energéticas están sujetas a la regulación vigente para la comercialización de energía, específicamente la Resolución CREG 156 de 2011. Esta normativa impone requisitos estrictos a las comunidades que desean comercializar energía, tales como la creación de una oficina de PQRs (Peticiones, Quejas y Reclamos), la discriminación de facturas y la contabilidad separada. Tales exigencias representan una barrera significativa para que las comunidades energéticas puedan comercializar energía bajo las reglas actuales del mercado. | Se recomienda establecer un régimen especial de comercialización específicamente diseñado para las comunidades energéticas, considerando sus condiciones y límites de capacidad definidos en la regulación. | Ver respuesta al comentario 402. |
| 410 | E2024010001 | En el apartado "6… para lo cual el agente comercializador que lo representa tendrá un plazo de 15 días hábiles a partir de la solicitud para su suministro, calibración, instalación, configuración y puesta en operación", estos tiempos establecidos en otras regulaciones no se cumplen oportunamente por los OR, por lo cual debería aprovecharse esta regulación para establecer tiempos que estén en línea con los OR. | Incluir plazos más realistas basados en las experiencias con la aplicación de la Reg 174 de 2021 | Ver comentario 49. |
| 411 | E2024010001 | En el apartado "3. Las comunidades energéticas deben incluir en el registro todos los equipos de generación que se utilizarán.", se debe definir los formatos o parámetros en los que se hará este registro. | Dar claridad ya que no se definen los parmetros par registro | Los formatos con los parámetros se publicarán por la Comisión vía Circular, no obstante, dichos formatos serán similares a los publicados en la Circular CREG 21 de 2022. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 412 | E2024010001 | Es necesario aclarar que, para cada punto de conexión, se aplica la Resolución CREG 015 de 2018 en cuanto al cargo por respaldo. En el caso de instalaciones superiores a 100 kW, si no se ajustan las condiciones actuales del cargo por respaldo, se pueden generar barreras para algunas comunidades energéticas. La metodología actual para calcular el valor del cargo por respaldo tiene un efecto no deseado para las energías renovables no convencionales. Esto se debe a que, si el autogenerador toma energía de la red con frecuencia, el costo por respaldo aumenta, lo cual es inherente a la generación variable de la energía renovable. | Beneficiar a los usuarios con (AC) o (GDC) pertenecientes a una comunidad energética mediante la exención del pago de cargos por respaldo hasta 1 MW, utilizando fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). | Ver respuesta al comentario 4. |
| 413 | E2024010001 | En el parágrafo "En cualquier momento un integrante de una CE puede retirarse de la misma y escoger ser atendido por el comercializador de su preferencia, para lo cual deberá cumplir con los requisitos de medida correspondientes.", esto puede llevar a un incremento de los excedentes o modificar considerablemente la CE, perjudicándola si esto se realiza de manera imprevista. | Es necesario establecer un procedimiento uniforme para la exclusión de usuarios de la Comunidad Económica (CE), aplicable de manera consistente en todas las Asociaciones de Cooperación Económica (ACE). Este procedimiento debe definir plazos y condiciones específicos para la exclusión, basados en criterios técnicos y financieros. Aunque no se puede retener a los miembros en una comunidad, su exclusión puede afectar negativamente la viabilidad de la misma, por lo que es crucial establecer parámetros claros en la regulación al respecto. | Se aclara que el acuerdo o contrato mediante el cual se conforme la comunidad energética no hace parte de las facultades de la Comisión. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 414 | E2024009840 | Se deja a la interpretación de los comercializadores y distribuidores la liquidación de los créditos, excedentes de energía y el proceso de conexión de AGRC y GDC. Observamos de manera positiva, establecer como referencia para el precio de compra el valor Mc del mercado, en reemplazo del precio de bolsa, siendo esta una señal que asegura ingresos estables a los auto productores con excedentes. | Aclarar para que no quede a interpretación de los comercializadores y distribuidores la liquidación de los créditos, excedentes de energía y el proceso de conexión de AGRC y GDC. | Se aclara que en la Resolución se encuentran todas las disposiciones necesarias para realizar la correcta liquidación a cada miembro de la comunidad energética. |
| 415 | E2024009848 | Consideramos necesario que se definan mecanismos específicos sobre la liquidación de los créditos de energía y el reconocimiento de los excedentes de cada uno de los miembros de la comunidad. Lo anterior con el objetivo de tener una regulación exhaustiva que permita facilitar su implementación y considerando las lecciones aprendidas de la implementación de la CREG 174 de 2021. | | La propuesta regulatoria, en su artículo 38, señala que el comercializador tiene la obligación de recibir los excedentes entregados por el autogenerador o el autogenerador colectivo y de efectuar la correspondiente liquidación, la cual deberá realizarse, por frontera, al cierre de cada ciclo de facturación. |
| 416 | E2024009848 | Consideramos necesario que se definan mecanismos específicos sobre la liquidación de los créditos de energía y el reconocimiento de los excedentes de cada uno de los miembros de la comunidad. Lo anterior con el objetivo de tener una regulación exhaustiva que permita facilitar su implementación y considerando las lecciones aprendidas de la implementación de la CREG 174 de 2021 | | Se aclara que en la Resolución se encuentran todas las disposiciones necesarias para realizar la correcta liquidación a cada miembro de la comunidad energética. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 417 | E2024009848 | No es clara la aplicabilidad del cargo por respaldo para las CE que tengan múltiples fronterias comerciales. De cara al sistema, el respaldo que use una CE con 3 usuarios con potencia de 90 kW, va a tener la misma afectación que un AGPE que sea de 270 kW, y según nuestro entendimiento, los primeros quedarían excentos del cobro mientras que el segundo no. Adicionalmente sugerimos que se ajuste el cargo por respaldo de manera estructural, considerando la cargabilidad de la red y el factor de planta, para que sea fácilmente adaptable a cada tecnología. Desde Ser Colombia, nos encontramos realizando una propuesta, que será remitida al MME y CREG. | Sugerimos se detallen explícitamente las reglas tanto de operación como de conexión para AGGPE, GD, AGPE, AGRC y GDC diferenciando las que aplican para CE con una única frontera y CE con múltiples fronteras. | Se aclara que los requerimientos para la conexión de los AC, aplican de acuerdo con la capacidad instalada en cada punto de conexión. |
| 418 | E2024009810 | Cuando una Comunidad Energética decide invertir en una capacidad instalada que supera su consumo mensual, como está definido en la Resolución CREG 174 de 2021, no debería darse incentivos adicionales sobre los excedentes que superan su propio consumo, sino que debería valorarse a precio de mercado, especialmente, porque el valor a pagar irá directamente sobre la tarifa regulada. Considerando que en el mediano plazo el incremento de la capacidad solar instalada conllevará a que el precio spot de las horas de sol se reduzca significativamente, consideramos que trasladar el menor precio a la demanda regulada por la sobre instalación voluntaria de las CE sería un mecanismo muy conveniente para la demanda regulada que por otro lado asumirá el costo de los créditos de energía. | Consideramos que para efectos de simplificar la liquidación es muy conveniente tomar un precio único mensual para liquidar los excedentes 2, consideramos que se debería mantener la remuneración asociada al precio promedio de bolsa en las horas de sol (de 6:00 a 17:00). | Ver Respuesta al comentario 20. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 419 | E2024009810 | Cuando una Comunidad Energética decide invertir en una capacidad instalada que supera su consumo mensual, como está definido en la Resolución CREG 174 de 2021, no debería darse incentivos adicionales sobre los excedentes que superan su propio consumo, sino que debería valorarse a precio de mercado, especialmente, porque el valor a pagar irá directamente sobre la tarifa regulada. Considerando que en el mediano plazo el incremento de la capacidad solar instalada conllevará a que el precio spot de las horas de sol se reduzca significativamente, consideramos que trasladar el menor precio a la demanda regulada por la sobre instalación voluntaria de las CE sería un mecanismo muy conveniente para la demanda regulada que por otro lado asumirá el costo de los créditos de energía. | Consideramos que para efectos de simplificar la liquidación es muy conveniente tomar un precio único mensual para liquidar los excedentes 2, consideramos que se debería mantener la remuneración asociada al precio promedio de bolsa en las horas de sol (de 6:00 a 17:00). | Ver Respuesta al comentario 20. |
| 420 | E2024009810 | Cuando una Comunidad Energética decide invertir en una capacidad instalada que supera su consumo mensual, como está definido en la Resolución CREG 174 de 2021, no debería darse incentivos adicionales sobre los excedentes que superan su propio consumo, sino que debería valorarse a precio de mercado, especialmente, porque el valor a pagar irá directamente sobre la tarifa regulada. Considerando que en el mediano plazo el incremento de la capacidad solar instalada conllevará a que el precio spot de las horas de sol se reduzca significativamente, consideramos que trasladar el menor precio a la demanda regulada por la sobre instalación voluntaria de las CE sería un mecanismo muy conveniente para la demanda regulada que por otro lado asumirá el costo de los créditos de energía. | Consideramos que para efectos de simplificar la liquidación es muy conveniente tomar un precio único mensual para liquidar los excedentes 2, consideramos que se debería mantener la remuneración asociada al precio promedio de bolsa en las horas de sol (de 6:00 a 17:00). | Ver Respuesta al comentario 20. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 421 | E2024009819 | El límite de capacidad para la autogeneración colectiva y la generación distribuida colectiva es superior a 5 MW, lo cual es contradictorio con la Resolución UPME No. 000501 de 2024, que establece un límite máximo de 5 MW. | Establecer el límite máximo de potencia según la Resolución UPME No. 000501 de 2024 en los artículos 7, 17 y 21 de la propuesta regulatoria. | Se aclara que el límite definido en la resolución referenciada aplica para la CE en general, los limites definidos en el proyecto regulatorio definen los rangos para la determinación de las reglas técnicas y económicas de carácter regulatorio. |
| 422 | E2024009819 | El límite de capacidad para la autogeneración colectiva y la generación distribuida colectiva es superior a 5 MW, lo cual es contradictorio con la Resolución UPME No. 000501 de 2024, que establece un límite máximo de 5 MW. | Establecer el límite máximo de potencia según la Resolución UPME No. 000501 de 2024 en los artículos 7, 17 y 21 de la propuesta regulatoria. | Ver respuesta al comentario 421. |
| 423 | E2024009824 | No es clara la aplicabilidad de las reglas de cálculo de respaldo para el caso de comunidades energéticas de varias fronteras.<br>Redacción confusa que mezcla reglas aplicables a comunidades con una sola frontera y no especifica aplicación para CE de múltiples fronteras. | Definir las reglas de comportamiento y tipo de esquemas de transacciones de energía eléctrica que puedan darse al interior de una CE, única frontera, frontera<br>agregadora o para múltiples fronteras en una comunidad energética, incluidos los CEEP (por ejemplo, para el desarrollo de esquema P2P u otros). | Ver respuesta al comentario 11. |
| 424 | E2024009822 | 1. ¿Cuál es la diferencia entre generador distribuido colectivo y autogenerador colectivo en términos de fronteras y contratos de conexión según el Artículo 25 y 26? | | La diferencia entre los dos agentes radica en que el autogenerador colectivo produce energía, principalmente, para atender su propia demanda de energía y si cuenta con excedentes los puede entregar a la red. Por su parte, el Generador Distribuido Colectivo tiene como vocación la producción de energía cerca de los centros de consumo para ser entregada a un sistema de distribución. Es importante aclarar que las CE deben realizar dichas estas actividades de manera excluyente, es decir que la CE deberá definir si se constituye como autogenerador colectivo o como generador distribuido colectivo.<br><br>Respecto de los contratos de conexión (Artículo 5 de la Res. CREG 038 de 2018), es obligatoria la |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | | suscripción del mismo entre el distribuidor y el generador distribuido colectivo. Para el caso de los autogeneradores, se deberá realizar la suscripción de dicho contrato entre el distribuidor y el autogenerador cuando su potencia instalada supere los 100kW (Literal d) Artículo 17 de la Res. CREG 038 de 2018).<br><br>Ahora bien, respecto de la Frontera de generación distribuida o de generación distribuida colectiva esta corresponde al punto de medición en el que se miden las transferencias de energía entre un generador distribuido o generador distribuido colectivo y el sistema de distribución.<br><br>Para el caso de la Frontera de autogeneración o de autogeneración colectiva esta es el punto de medición donde se registran de manera independiente las transferencias de la energía que recibe el autogenerador o el autogenerador colectivo y las transferencias de la energía que entrega el autogenerador o el autogenerador colectivo al sistema de distribución. |
| 425 | E2024009822 | 17. ¿Qué diferencias existen en los procedimientos de conexión para autogeneradores colectivos con potencia instalada menor o igual a 100kW y mayor a 100kW según los Artículos 29 y 30? | | Ver respuesta al comentario 116 |
| 426 | E2024009822 | 18. ¿Qué diferencias existen en los procedimientos de conexión para autogeneradores con potencia instalada menor o igual a 100kW y mayor a 100kW según los Artículos 29 y 30? | | Ver respuesta al comentario 116 |
| 427 | E2024009822 | 7. ¿Qué diferencias existen en los procedimientos de conexión para autogeneradores colectivos con potencia instalada menor o igual a 100kW y mayor a 100kW según los Artículos 29 y 30? | | Ver respuesta al comentario 116 |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 428 | E2024009872 | Cuando una Comunidad Energética decide invertir en una capacidad instalada que supera su consumo mensual, como está definido en la Resolución CREG 174 de 2021, no debería darse incentivos adicionales sobre los excedentes que superan su propio consumo, sino que debería valorarse a precio de mercado, especialmente, porque el valor a pagar irá directamente sobre la tarifa regulada.<br><br>Considerando que en el mediano plazo el incremento de la capacidad solar instalada conllevará a que el precio spot de las horas de sol se reduzca significativamente, consideramos que trasladar el menor precio a la demanda regulada por la sobreinstalación voluntaria de las CE sería un mecanismo muy conveniente para la demanda regulada que por otro lado asumirá el costo de los créditos de energía.<br><br>Por lo tanto, y considerando que para efectos de simplificar la liquidación es muy conveniente tomar un precio único mensual para liquidar los excedentes 2, consideramos que se debería mantener la remuneración asociada al precio promedio de bolsa en las horas de sol (de 6:00 a 17:00) | Consideramos que para efectos de simplificar la liquidación es muy conveniente tomar un precio único mensual para liquidar los excedentes 2, consideramos que se debería mantener la remuneración asociada al precio promedio de bolsa en las horas de sol (de 6:00 a 17:00). | Se aclara que la liquidación de los Excedentes tipo 2 efectivamente se liquidan con el valor mensual del MC. |
| 429 | E2024009860 | A continuación, se señalan algunos errores en la escritura del Proyecto normativa, con el fin de que sean tenidos en cuenta en el Proyecto Final:<br><br>a. En la definición de Generación Distribuida Colectiva, se utiliza la sigla AGDC. Según la definición presente en el Decreto MME 2236 de 2023, corresponde la sigla GDC. | | Se ajusta en la resolución. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | b. En el Artículo 23 del Proyecto de Resolución, se hace mención de la Resolución CREG 174 de 2011, buscando referirse a la Resolución CREG 174 de 2021, se debe corregir el año.<br><br>c. En el Artículo 45 del Proyecto Normativo, que modifica el Artículo 25 de la Resolución CREG 174 de 2021 se tiene el siguiente texto: "… Al cierre de cada período de facturación, los excedentes de un AGPE se categorizarán en dos tipos de excedentes en los términos del artículo 0 de esta resolución…" este texto hace referencia al Artículo 26 de la Resolución CREG 174, se debe cambiar el número 0 por el 26. | | |
| 430 | E2024009860 | A continuación, se señalan algunos errores en la escritura del Proyecto normativa, con el fin de que sean tenidos en cuenta en el Proyecto Final:<br><br>a. En la definición de Generación Distribuida Colectiva, se utiliza la sigla AGDC. Según la definición presente en el Decreto MME 2236 de 2023, corresponde la sigla GDC.<br><br>b. En el Artículo 23 del Proyecto de Resolución, se hace mención de la Resolución CREG 174 de 2011, buscando referirse a la Resolución CREG 174 de 2021, se debe corregir el año.<br><br>c. En el Artículo 45 del Proyecto Normativo, que modifica el Artículo 25 de la Resolución CREG 174 de 2021 se tiene el siguiente texto: "… Al cierre de cada período de facturación, los excedentes de un AGPE se categorizarán en dos tipos de excedentes en los términos del artículo 0 de esta resolución…" este texto hace referencia al | | Se ajusta en la resolución. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | Artículo 26 de la Resolución CREG 174, se debe cambiar el número 0 por el 26. | | |
| 431 | E2024009860 | Consideramos que tal como se encuentra redactado el Proyecto Regulatorio, especialmente en los concerniente a las CEEP, los usuarios que hagan parte de estas estarán profundamente desprotegidos al no haber suficiente claridad sobre los roles del representante de la comunidad energética, respecto al OR al que se conecta dicha Comunidad energética. | | Ver respuesta al comentario 11 |
| 432 | E2024009859 | o Potencia máxima declarada<br>Se recomienda que se ajuste acorde a lo establecido en la resolución CREG 174 de 2021.<br>o Representante de la Comunidad Energética<br>El representante de las CE, estará siendo el sustituto o quien remplace al comercializador al interior de la CE, en tal sentido se le debe atender lo que indica los artículos 2.2.9.1.5. y 2.2.9.1.6. del decreto 2236 de 2024 y partiendo de ello evaluar la | | Ver respuesta al comentario 402. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | flexibilización de las obligaciones definidas en la normatividad vigente y la regulación. Así mismo, es necesario que reglamente las obligaciones y derechos de Representante de la CE semejante al Reglamento de Comercialización (Resolución CREG 156 de 2011) que aplica a los comercializadores actuales.<br>o Frontera de conexión<br>Es necesario que se utilice para tal fin, las definiciones de frontera comercial que se encuentran en el Código de Medida y/o el Reglamento de Comercialización o Frontera de ZNI.<br><br>Según la definición, dicha frontera "… Corresponde al punto de medición en el cual se miden y registran las transferencias de energía desde o hacia un sistema de distribución", sin embargo, tal definición es muy amplia y puede aplicar tanto para el SIN como para el ZNI. Es conveniente dar un mayor alcance o precisar en su definición. | | |
| 433 | E2024009859 | o Potencia máxima declarada<br>Se recomienda que se ajuste acorde a lo establecido en la resolución CREG 174 de 2021.<br>o Representante de la Comunidad Energética<br>El representante de las CE, estará siendo el sustituto o quien remplace al comercializador al interior de la CE, en tal sentido se le debe atender lo que indica los artículos 2.2.9.1.5. y 2.2.9.1.6. del decreto 2236 de 2024 y partiendo de ello evaluar la flexibilización de las obligaciones definidas en la normatividad vigente y la regulación. Así mismo, es necesario que reglamente las obligaciones y derechos de Representante de la CE semejante al Reglamento de | | Para el caso de ZNI, se ajusta la redacción de las definiciones para mayor claridad. Así mismo, en el artículo 30 de la resolución definitiva se establece cómo se clasifican las Fronteras en ZNI así:<br><br>a) Frontera de generación distribuida o de AGDC: Frontera en la que se dan las transferencias de energía entre un generador distribuido o GDC y el sistema de distribución.<br>b) Frontera de usuario: Frontera en la que se dan las transferencias de energía que el permiten al comercializador determinar el consumo de energía de un usuario, es decir, corresponde a un medidor en los términos previstos en la resolución CREG 108 de 1997.<br>c) Frontera de autogeneración o de AGRC: Frontera en la que se registran de manera |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | Comercialización (Resolución CREG 156 de 2011) que aplica a los comercializadores actuales.<br>o Frontera de conexión<br>Es necesario que se utilice para tal fin, las definiciones de frontera comercial que se encuentran en el Código de Medida y/o el Reglamento de Comercialización<br>o Frontera de ZNI<br>Según la definición, dicha frontera "… Corresponde al punto de medición en el cual se miden y registran las transferencias de energía desde o hacia un sistema de distribución", sin embargo, tal definición es muy amplia y puede aplicar tanto para el SIN como para el ZNI. Es conveniente dar un mayor alcance o precisar en su definición. | | independiente las transferencias de la energía que recibe el autogenerador o el AC y las transferencias de la energía que entrega el autogenerador o el AC al sistema de distribución. |
| 434 | E2024009859 | o Potencia máxima declarada<br>Se recomienda que se ajuste acorde a lo establecido en la resolución CREG 174 de 2021.<br>o Representante de la Comunidad Energética<br>El representante de las CE, estará siendo el sustituto o quien remplace al comercializador al interior de la CE, en tal sentido se le debe atender lo que indica los artículos 2.2.9.1.5. y 2.2.9.1.6. del decreto 2236 de 2024 y partiendo de ello evaluar la flexibilización de las obligaciones definidas en la normatividad vigente y la regulación. Así mismo, es necesario que reglamente las obligaciones y derechos de Representante de la CE semejante al Reglamento de Comercialización (Resolución CREG 156 de 2011) que aplica a los comercializadores actuales.<br>o Frontera de conexión<br>Es necesario que se utilice para tal fin, las definiciones de frontera comercial que se | | Ver respuesta al comentario 11 |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | encuentran en el Código de Medida y/o el Reglamento de Comercialización<br>o Frontera de ZNI<br>Según la definición, dicha frontera "… Corresponde al punto de medición en el cual se miden y registran las transferencias de energía desde o hacia un sistema de distribución", sin embargo, tal definición es muy amplia y puede aplicar tanto para el SIN como para el ZNI. Es conveniente dar un mayor alcance o precisar en su definición. | | |
| 435 | E2024009859 | o Potencia máxima declarada<br>Se recomienda que se ajuste acorde a lo establecido en la resolución CREG 174 de 2021.<br>o Representante de la Comunidad Energética<br>El representante de las CE, estará siendo el sustituto o quien remplace al comercializador al interior de la CE, en tal sentido se le debe atender lo que indica los artículos 2.2.9.1.5. y 2.2.9.1.6. del decreto 2236 de 2024 y partiendo de ello evaluar la flexibilización de las obligaciones definidas en la normatividad vigente y la regulación. Así mismo, es necesario que reglamente las obligaciones y derechos de Representante de la CE semejante al Reglamento de Comercialización (Resolución CREG 156 de 2011) que aplica a los comercializadores actuales.<br>o Frontera de conexión<br>Es necesario que se utilice para tal fin, las definiciones de frontera comercial que se encuentran en el Código de Medida y/o el Reglamento de Comercialización<br>o Frontera de ZNI<br>Según la definición, dicha frontera "… Corresponde al punto de medición en el cual se miden y registran las transferencias de | | Ver respuesta al comentario 433 |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | energía desde o hacia un sistema de distribución", sin embargo, tal definición es muy amplia y puede aplicar tanto para el SIN como para el ZNI. Es conveniente dar un mayor alcance o precisar en su definición. | | |
| 436 | E2024009848 | Es crucial que se mantenga la claridad en las definiciones y responsabilidades de las CE para evitar cualquier ambigüedad. La indeterminación en este aspecto puede generar riesgos y dificultades operativas, afectando la sostenibilidad y eficiencia de estas comunidades.<br>Por ejemplo, en el desarrollo normativo y reglamentario que se desprende de las disposiciones contenidas en el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 no se ha identificado una definición propia para las comunidades energéticas CEEP. Es importante que se evalúen y especifiquen los aspectos legales que soportan dicha figura de CEEP, teniendo en cuenta las excepciones y condiciones de operación que el proyecto de resolución propone para ellas. | | Se aclara que el acuerdo o contrato mediante el cual se conforme la comunidad energética no hace parte de las facultades de la Comisión. |
| 437 | E2024009848 | Es crucial que se mantenga la claridad en las definiciones y responsabilidades de las CE para evitar cualquier ambigüedad. La indeterminación en este aspecto puede generar riesgos y dificultades operativas, afectando la sostenibilidad y eficiencia de estas comunidades.<br>Por ejemplo, en el desarrollo normativo y reglamentario que se desprende de las disposiciones contenidas en el artículo 235 | | Ver respuesta al comentario 394. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | de la Ley 2294 de 2023 no se ha identificado una definición propia para las comunidades energéticas CEEP. Es importante que se evalúen y especifiquen los aspectos legales que soportan dicha figura de CEEP, teniendo en cuenta las excepciones y condiciones de operación que el proyecto de resolución propone para ellas. | | |
| 438 | E2024009848 | Respetuosamente sugerimos dar una mayor claridad a la figura del Representante de la CE especificando claramente sus roles y responsabilidades frente a la CE, en la relación con el operador red y/o el comercializador de energía eléctrica, el sistema de medición y/o reportes de energía, entre otros, así como con las demás partes o agentes del mercado. Esto garantizará una gestión adecuada y coordinada dentro del marco regulatorio. | | Se aclara que el acuerdo o contrato mediante el cual se conforme la comunidad energética no hace parte de las facultades de la Comisión. |
| 439 | E2024009848 | Respetuosamente sugerimos dar una mayor claridad a la figura del Representante de la CE especificando claramente sus roles y responsabilidades frente a la CE, en la relación con el operador red y/o el comercializador de energía eléctrica, el sistema de medición y/o reportes de energía, entre otros, así como con las demás partes o agentes del mercado. Esto garantizará una gestión adecuada y coordinada dentro del marco regulatorio. | | Se aclara que el acuerdo o contrato mediante el cual se conforme la comunidad energética no hace parte de las facultades de la Comisión. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 440 | E2024009848 | Respetuosamente sugerimos dar una mayor claridad a la figura del Representante de la CE especificando claramente sus roles y responsabilidades frente a la CE, en la relación con el operador red y/o el comercializador de energía eléctrica, el sistema de medición y/o reportes de energía, entre otros, así como con las demás partes o agentes del mercado. Esto garantizará una gestión adecuada y coordinada dentro del marco regulatorio. | | Ver respuesta al comentario 439. |
| 441 | E2024009848 | Respetuosamente sugerimos dar una mayor claridad a la figura del Representante de la CE especificando claramente sus roles y responsabilidades frente a la CE, en la relación con el operador red y/o el comercializador de energía eléctrica, el sistema de medición y/o reportes de energía, entre otros, así como con las demás partes o agentes del mercado. Esto garantizará una gestión adecuada y coordinada dentro del marco regulatorio. | | Ver respuesta al comentario 439. |
| 442 | E2024009848 | Respetuosamente sugerimos dar una mayor claridad a la figura del Representante de la CE especificando claramente sus roles y responsabilidades frente a la CE, en la relación con el operador red y/o el comercializador de energía eléctrica, el sistema de medición y/o reportes de energía, entre otros, así como con las demás partes o agentes del mercado. Esto garantizará una gestión adecuada y coordinada dentro del marco regulatorio. | | Como se señala en las definiciones del artículo 3 del Proyecto Regulatorio, el Representante de la Comunidad Energética puede ser una persona natural o jurídica que represente a la Comunidad Energética conforme a los términos establecidos en el Acuerdo o Convenio Asociativo. Lo anterior teniendo en cuenta lo dispuesto en el Artículo 2.2.9.1.2. Naturaleza jurídica y objetivos de las Comunidades Energéticas del Decreto 2236 de 2023.<br><br>No obstante lo anterior, la resolución definitiva incluye ajustes de redacción que permitirán un mayor entendimiento. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 443 | E2024009838 | Las fronteras agregadoras, tal como están planteadas, crean incertidumbre por la falta de claridad en las responsabilidades de los operadores en cuanto a la distribución y comercialización, coordinación y competencia, afectando la eficiencia del sistema, lo que puede resultar en conflictos legales y operativos. Esto impacta negativamente a los usuarios al limitar su elección de prestador y afectar la garantía del servicio. | | Ver respuesta al comentario 11. |
| 444 | E2024009838 | Las fronteras agregadoras, tal como están planteadas, crean incertidumbre por la falta de claridad en las responsabilidades de los operadores en cuanto a la distribución y comercialización, coordinación y competencia, afectando la eficiencia del sistema, lo que puede resultar en conflictos legales y operativos. Esto impacta negativamente a los usuarios al limitar su elección de prestador y afectar la garantía del servicio. | | Ver respuesta al comentario 31. |
| 445 | E2024009685 | Es importante manifestar explicitamente, para que no existan dudas, que las CE que se constituyan a través de contrato o convenio asociativo para desarrollar actividades con fines de AUTOGENERACIÓN o AUTOABASTECIMIENTO, conforme al Artículo 2.2.9.1.5. del Decreto 2236 de 2023 de MME, no requieren personería jurídica. | Para aclarar la intención del Decreto 2236 de 2023, se recomienda ajustar el Parágrafo 1 de la siguiente manera: "*Parágrafo 1. Las CE que se constituyan a través de contrato o convenio asociativo para desarrollar las actividades de generación, comercialización y uso eficiente de la energía a través de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER), combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos, deben pactar las condiciones en que van a realizar dichas actividades en el marco de las disposiciones legales y regulatorias vigentes para cada una de ellas*. Las CE constituidas | Se aclara que el acuerdo o contrato mediante el cual se conforme la comunidad energética no hace parte de las facultades de la Comisión. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | con el fin de autogeneración y autoabastecimiento (AGRC) no requerirán personería jurídica y, en consecuencia, lo atinente a su conformación, organización, gobernanza y funcionamiento se podrá definir y regular únicamente en sus respectivos contratos o convenios asociativos". | |
| 446 | E2024009685 | Las nociones de "**transacciones de energía eléctrica a usuarios al interior de su frontera agregadora**" y "**transacciones de energía entre los integrantes de una CEEP**" no son claras. Es absolutamente necesario explicar en qué consisten dichas transacciones y cuando se entiende que las mismas ocurren, para que se justifique la carga que implican para las CEEP y sus representantes el cumplimiento de los requisitos previstos en el Artículo 6 | Definir claramente las nociones de "transacciones de energía eléctrica a usuarios al interior de su frontera agregadora" y "transacciones de energía entre los integrantes de una CEEP". Puede ser en el Artículo 3 (Definiciones) o en los respectivos Artículos 5 y 6. | Ver respuesta al comentario 11 |
| 447 | E2024009685 | Las nociones de "**transacciones de energía eléctrica a usuarios al interior de su frontera agregadora**" y "**transacciones de energía entre los integrantes de una CEEP**" no son claras. Es absolutamente necesario explicar en qué consisten dichas transacciones y cuando se entiende que las mismas ocurren, para que se justifique la carga que implican para las CEEP y sus representantes el cumplimiento de los requisitos previstos en el Artículo 6 | Definir claramente las nociones de "transacciones de energía eléctrica a usuarios al interior de su frontera agregadora" y "transacciones de energía entre los integrantes de una CEEP". Puede ser en el Artículo 3 (Definiciones) o en los respectivos Artículos 5 y 6. | Ver respuesta al comentario 11 |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 448 | E2024009685 | La frase "*Pagar los montos correspondientes al resto de agentes de la cadena, oportunamente y de acuerdo con lo establecido en la ley y la regulación*" no es clara por sí sola. Teniendo en cuenta que los destinatarios de esta norma no son agentes tradicionales que gozan de conocimiento especializado, sino por el contrario comunidades sociales de base, que pueden carecer de dicho conocimiento, es importante que en esta sección se explique cuáles son los demás agentes de la cadena, cuáles son los montos que se les deberían pagar y cuál sería la manera de realizar el pago. | Complementar la frase "*Pagar los montos correspondientes al resto de agentes de la cadena, oportunamente y de acuerdo con lo establecido en la ley y la regulación*" con una descripción detallada de cuáles son esos demás agentes de la cadena, cuáles son los montos que se les deberían pagar, y cuál sería la manera de realizar el pago. | Ver respuesta al comentario 11 |
| 449 | E2024009685 | La obligación de "*Recaudar y transferir los dineros correspondientes a las contribuciones de solidaridad en los plazos y condiciones que establecen las normas que reglamentan el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos*" no es clara. Teniendo en cuenta que los destinatarios de esta norma son comunidades sociales de base que pueden carecer de conocimiento especializado sobre el sector y su funcionamiento, es importante que en esta sección se explique cuáles son los dineros que deben recaudarse y transferirse, a quién y como se realiza la transferencia y en qué plazos y condiciones (para esto, al menos referenciar las normas vigentes sobre el FSSRI). | Complementar la frase "*Recaudar y transferir los dineros correspondientes a las contribuciones de solidaridad en los plazos y condiciones que establecen las normas que reglamentan el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos*" con las indicaciones sobre cuáles son los dineros que deben recaudarse y transferirse, a quién y como se realiza la transferencia y en qué plazos y condiciones (para esto, al menos referenciar las normas vigentes sobre el FSSRI). | Ver respuesta al comentario 11 |
| 450 | E2024009685 | Una de las obligaciones de este Artículo habla de "Usuarios Potenciales". Sin embargo, el proyecto de resolución no define este término, y la falta de definición genera confusión. | Definir la noción de "Usuarios Potenciales" en el Artículo 3 (Definiciones). | Ver respuesta al comentario 11 |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 451 | E2024009685 | El Artículo incluye la obligación de "*Definir y publicar el acuerdo de la comunidad energética (ACE), o el acuerdo de las condiciones de los contratos que ofrece, si la comunidad tiene como objeto la atención de Usuarios regulados*", pero no indica cómo, dónde y cuándo debe realizarse la publicación. | Complementar este artículo para indicar cómo, dónde y cuándo debe realizarse la publicación. | Ver respuesta al comentario 11 |
| 452 | E2024009685 | El Artículo indica (en sus numerales 1 y 2) que un AGPE, un GD o un usuario potencial, nuevo o existente podrá adicionarse a un AC o un GDC, y menciona como primer requisito la entrega del "*formulario de conexión simplificado actualizado*". Es necesario definir claramente cuál será ese formulario de conexión simplificado actualizado, su contenido y forma. | Adicionar este Artículo con una definición clara del formulario de conexión simplificado actualizado que se requerirá, tanto en la hipótesis del numeral 1 como en la del numeral 2. | Se aclara que los formularios para la conexión serán publicados mediante circular. |
| 453 | E2024009685 | Este Artículo indica que, para el caso de las fronteras de autogeneración colectiva en las que la potencia instalada por frontera sea superior a 100kW, se deberá suscribir un contrato de conexión entre el distribuidor en ZNI y quien represente a la CE. Teniendo en cuenta los tradicionales abusos de posición dominante (por el monopolio natural) que pueden cometer los OR, se recomienda establecer protecciones para las CE, que impidan que los OR exijan condiciones gravosas o impongan trabas para la conexión. Podría por ejemplo aclararse que los OR no podrán exigir condiciones adicionales a las previstas en el artículo 5 de la Resolución CREG 038 de 2018. | Adicionar este Artículo con protecciones para las CE, que impidan que los OR exijan condiciones gravosas o impongan trabas para la conexión. Contemplar la posibilidad de aclarar que los OR no podrán exigir condiciones adicionales a las previstas en el artículo 5 de la Resolución CREG 038 de 2018. | Se ajusta la redacción para mayor claridad.<br><br>De acuerdo con lo señalado en el artículo 4 de la resolución a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica que conformen un AC se les aplicarán los criterios generales y mecanismos de protección de deberes y derechos establecidos en la Resolución CREG 108 de 1997 y Resolución CREG 135 de 2021 y todas aquellas que contengan disposiciones relacionadas con la protección de los usuarios. |
| 454 | E2024009685 | Este Artículo indica que "*El autogenerador colectivo que desee conectarse a un sistema de distribución en ZNI, deberá hacer su solicitud de conexión, para cada una de sus fronteras, teniendo en cuenta el formulario de solicitud de conexión y los estudios de conexión estándar y pruebas* | Modificar este Artículo para aclarar a quien se presenta la solicitud y en qué plazo se responde la misma, junto con una mención de las únicas causales por las que puede rechazarse la solicitud. | Se ajusta la redacción para mayor claridad.<br><br>Los plazos a los que se hace referencia se encuentran previstos en los procedimientos de conexión de los artículos 16 y 17 de la Resolución CREG 038 de 2018, los cuales se referencian en la presente resolución. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | *para conexión informados mediante circulares CREG 037 y 085 de 2018*". Es necesario aclarar a quien se presenta la solicitud y en qué plazo se responde la misma, junto con una mención de las únicas causales por las que puede rechazarse la solicitud. | | |
| 455 | E2024014203 | Al leer el contenido del documento Proyecto de la Resolución 701 051 de 2024, en el Titulo III Comunidades Energéticas en Zonas No Interconectada, observo que se establecen parámetros para autogeneración colectiva y la generación distribuida colectiva en ZNI, ahí tienen en cuenta aspectos normativos contenidos en diferentes actos administrativos como son la Res.<br>CREG 108 de 1997 y CREG 038 de 2018, pero me surge una duda con relación a la aplicabilidad del contenido de la Resolución 071 051 de 2024, en zonas clasificadas como Áreas de Servicio Exclusivo, ya que la Resolución 160 de 2008 establece:<br>Teniendo en cuenta lo anterior, sería viable la creación o constitución de CE en zonas ASE, de acuerdo al concepto establecido de Comunidades Energéticas. "Comunidad Energética (CE). Los usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos podrán constituir Comunidades Energéticas para generar, comercializar y/o usar eficientemente la energía a través del uso de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER), combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos." | | La Ley 1715 de 2014, se observa que esta tiene como objetivo principal integrar las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional y promover su uso eficiente, en el marco del desarrollo sostenible y la protección del medio ambiente. Su aplicación tiene implicaciones específicas para regiones con características particulares, como San Andrés y el Amazonas, debido a su condición de áreas de servicio exclusivo (ASE).<br><br>Por otra parte, la resolución en cuestión, que desarrolla la armonización de las comunidades energéticas en el Sistema Energético Nacional según lo previsto en el decreto 2236 de 2023, tiene dentro de su ámbito de aplicación a "quienes realicen las actividades de autogeneración colectiva (AGRC) y generación distribuida colectiva (AGDC) de que trata el Decreto 2236 de 2023 para su conexión al SDL del SIN o al Sistema de Distribución de las ZNI; así como a las personas prestadoras de servicios públicos de que trata el artículo 15 de la Ley 142 de 1994".<br><br>Así mismo, se ajusta el artículo 1 incluyendo el siguiente parágrafo:<br><br>"Parágrafo. En el caso de las Áreas de Servicio Exclusivo, ASE, el desarrollo de las actividades de AGRC y autogeneración no requiere autorización por parte de quien tenga a cargo la prestación del servicio. Sin perjuicio de lo anterior, los mecanismos para la entrega y remuneración de |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | | excedentes de energía cuando se haga uso del sistema de distribución serán los que se acuerden entre el AC o Autogenerador y quien tenga a cargo la prestación del servicio”. |
| 456 | E2024009834 | Invitamos a la CREG a examinar el texto integro de nuestra Comunicación ACDS No. 24-070 donde están contenidos de manera integral nuestros comentarios sobre la Resolución CREG 701 051 de 2024 sometida a consulta. | Invitamos a la CREG a examinar el texto integro de nuestra Comunicación ACDS No. 24-070 donde están contenidos de manera integral nuestros comentarios sobre la Resolución CREG 701 051 de 2024 sometida a consulta. | El comentario no requiere respuesta. |
| 457 | E2024009834 | Respecto de las medidas diferenciales para comunidades CEEP, es fundamental definir explícitamente la sigla CEEP y exigir un documento o mecanismo que certifique que una persona o grupo pertenece a este segmento de población. | | En el artículo 3 de la resolución se encuentra definida la Comunidad Energética (CE) así: 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 |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | | renovables y recursos energéticos distribuidos, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 2.2.9.1.2 del Decreto 2236 de 2023. |
| 458 | E2024009834 | El término "Sistema Energético Nacional" no está claramente definido en el proyecto de resolución, ni en el contexto regulatorio, lo que puede llevar a interpretaciones ambiguas y dificultar la aplicación correcta de la normativa. | | Se aclara que el SEN está definido en la Ley 1715 de 2014 como: Sistema energético nacional. Conjunto de fuentes energéticas, infraestructura, agentes productores, transportadores, distribuidores, comercializadores y consumidores que dan lugar a la explotación, transformación, transporte, distribución, comercialización y consumo de energía en sus diferentes formas, entendidas como energía eléctrica, combustibles líquidos, sólidos o gaseosos, u otra. Hacen parte del Sistema Energético Nacional, entre otros, el Sistema Interconectado Nacional, las Zonas No Interconectadas, las redes nacionales de transporte y distribución de hidrocarburos y gas natural, las refinerías, los yacimientos petroleros y las minas de carbón, por mencionar solo algunos de sus elementos. |
| 459 | E2024009834 | No es clara la naturaleza del representante de la CE. Considerando que sus responsabilidades, en la mayoría de los casos, son las de una ESP, consideramos pertinente que este representante cuente con la estructura propia de una ESP, que la misma Ley 142 de 1994 diseñó para cumplir con estas funciones. | | Se aclara que el acuerdo o contrato mediante el cual se conforme la comunidad energética no hace parte de las facultades de la Comisión. |
| 460 | E2024009834 | Respecto a los derechos y deberes de los usuarios, consideramos un detrimento en estos, realizar excepciones a la regulación vigente, en el caso de las denominadas CEEP. En nuestro entendimiento los usuarios de estas comunidades, en particular, sólo podrían exigir de su prestador del servicio, unas tarifas menores a las de los usuarios del SDL y un medidor individual. | Es crucial proteger a los usuarios en áreas con CEEP, asegurando calidad del servicio, mecanismos efectivos de reclamos y protección de derechos, especialmente en comunidades vulnerables. La regulación debe especificar claramente la definición, fundamento jurídico, estructura organizativa, responsabilidades y condiciones operativas de las CEEP para evitar interpretaciones diversas | Ver respuesta al comentario 11. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | | y asegurar la calidad y fiabilidad del servicio. | |
| 461 | E2024009834 | Se debe aclarar, de acuerdo con la regulación existente de despliegue de AMI, que la instalación de medidores es una responsabilidad del OR y no del Comercializador. | | Se aclara que la implementación del AMI no hace parte del proyecto regulatorio. |
| 462 | E2024009834 | Entendemos que las fronteras agregadoras sólo aplican para las comunidades CEEP, pero en la medida que estas comunidades no están claramente definidas, su creación puede desdibujar el esquema de distribución y comercialización actual, generando problemas de coordinación y competencia entre agentes del mercado.<br><br>La existencia de estas fronteras, de manera generalizada y/o no focalizada, como fue la experiencia en oportunidades anteriores, y sugerimos revisar las razones por las que la CREG decidió su eliminación en el año 2011, afecta la eficiencia del sistema, y provoca disputas entre operadores de red, comercializadores y lo más importante afecta los derechos de los mismos usuarios de las comunidades energéticas a escoger libremente su prestador del servicio, a un cobro correspondiente con su consumo y a la misma garantía de prestación del servicio. Esto es importante porque ello contribuiría a profundizar el descreme de mercados sin representar beneficios en materia de incrementos de cobertura y normalización, e incluso a incrementar los cargos de | | Ver respuesta al comentario 11. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | distribución de los usuarios que no hagan parte de las CE. | | |
| 463 | E2024009834 | Se debe aclarar cómo se articulan las CE con los usuarios que la conformen y estén sujetos a pagar los saldos de la Opción Tarifaria. | | Se aclara que la resolución no modifica las disposiciones de la Resolución CREG 119 de 2007 respecto al cobro del costo de la opción tarifaria. |
| 464 | E2024009834 | La armonización de las normas que se requieren para abordar los temas establecidos en el Decreto 2236 de 2023, y para que la figura pueda implementarse y operar en debida forma, debe mantener la coherencia con el Plan Nacional de Desarrollo respecto a que el objetivo de las Comunidades Energéticas es generar, comercializar y/o usar eficientemente la energía eléctrica a través del uso de Fuentes no Convencionales de Energía Renovables -FNCER, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.<br><br>No es objeto de las Comunidades Energéticas descentralizar la distribución, ni realizar la actividad de distribución de energía eléctrica. Es decir, la armonización de las CE debe hacerse en coherencia con | Cuando la microrred funciona en modo conectado con la red principal, dado el impacto que puede tener en esta última, es fundamental determinar las reglas y herramientas que permitan la gestión y coordinación eficiente de ambos sistemas.<br><br>Es decir, se debe garantizar los requerimientos técnicos necesarios para no afectar el funcionamiento de la red de distribución, ni de la misma microrred; eso requiere una infraestructura de comunicación local, un sistema jerárquico de control y gestión, controladores inteligentes para cargas y consumos, entre otros sistemas, que garanticen la operación | Se aclara que la resolución no modifica las responsabilidades de los operadores de red en la expansión, operación y mantenimiento de las redes de uso común. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | la Ley 2294 de 2023 y el Decreto 2236 de 2023, sin afectar los procesos de conexión, planeación, expansión y operación de las redes de distribución eléctricas, que permita garantizar elementos fundamentales del servicio en materia de eficiencia, confiabilidad, calidad y seguridad, entre otros.<br><br>Más concretamente lo establecido en el Artículo 11, Operación de los activos eléctricos al interior de una CE; faculta a las CE a realizar la actividad de distribución o el desarrollo de microrredes, lo cual excede los objetivos de las Comunidades Energéticas, según el alcance de lo definido en el artículo 235 de la Ley 2294 del Plan Nacional de Desarrollo.<br><br>Cuando el artículo 11 establece que en caso de que la red de uso llegue hasta el punto de conexión de la frontera que agregue varios integrantes de una CE, la remuneración por los activos eléctricos al interior de la CE será la resultante del común acuerdo entre las partes, y que la responsabilidad del OR llega hasta el punto de conexión de la CE a dicho sistema, genera la pérdida de control del OR sobre los activos de uso dentro de la CE, comprometiendo no sólo la remuneración de estos activos sino la eficiencia y gestión de recursos eléctricos, y por consiguiente afectando la confiabilidad y calidad del servicio.<br><br>La propuesta regulatoria parece desarrollar el esquema de microrredes, sin ningún criterio técnico que garantice la adecuada operación ni de la microrred ni de la red de | adecuada de ambos sistemas.<br><br>Considerando el rol y la responsabilidad que la operación de redes de distribución implica para el servicio de todos los usuarios, es fundamental establecer que los Operadores de Red son los únicos agentes autorizados para, valga la redundancia, operar las redes, autorizar nuevas conexiones a la red y realizar la expansión de esta. | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | distribución a la cual se conecta, en caso de que la microrred opere de modo no autónomo.<br><br>Efectivamente, diferentes países están desarrollando regulaciones sobre microrredes, definiéndolas en primer lugar como sistemas de distribución en conjunto con fuentes de generación distribuida y dispositivos de almacenamiento, que puede ser operada tanto en modo no autónomo como autónomo.<br><br>Con la propuesta regulatoria, que reiteramos esta va en contra de la misma Ley, el regulador en su propuesta desdibuja el concepto de redes de uso y de la actividad de distribución, pues se entiende que se admite la interconexión de usuarios mediante activos eléctricos de distribución y al mismo tiempo desconoce ese sistema como un sistema de distribución, en un régimen que no es claro ni en su definición, ni en los requerimientos técnicos y mucho menos en su operación, con lo cual va a resultar indudablemente en una dilución de las responsabilidades de la conexión de usuarios, la planeación, operación, mantenimiento, calidad de la distribución, la estabilidad y eficiencia del sistema de distribución, las cuales legalmente están en cabeza de los Operadores de Red.<br><br>Establecer que la responsabilidad del OR llega hasta el punto de conexión de la CE a dicho sistema, no elimina la afectación eléctrica de la conexión de una microrred sin ningún tipo de exigencia técnica ni operativa a la calidad de la red de distribución y a la misma microrred. Es crucial definir una | | |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | regulación integral de microrredes, independiente de la regulación de Comunidades Energéticas, que defina unas reglas claras de conexión y operación y una clara delimitación de responsabilidades para asegurar la expansión, estabilidad y adecuada operación de ambos sistemas.<br><br>La ausencia de criterios técnicos de desarrollo y operación de la red, con seguridad resultarán en problemas técnicos de suministro y prestación del servicio, lo cual puede significar un riesgo sistémico para los sistemas de distribución, los agentes distribuidores, los usuarios, el mercado y comercializadores, aún más para los comercializadores existentes. | | |
| 465 | E2024009834 | Por otra parte, consideramos que el proyecto de resolución No garantiza una adecuada prestación del servicio para las Comunidades Energéticas, al definir su calidad como parte de un acuerdo entre la comunidad (Artículo 14); acuerdo que podría establecer condiciones deficientes de prestación del servicio y peor aún afectar la calidad de todo el sistema de distribución local.<br><br>Así mismo no es claro la garantía de prestación del servicio en caso de quiebra o inviabilidad de la CE, por tanto, se requiere urgentemente y de manera simultánea definir señales regulatorias para el Prestador de última Instancia (PUI), para garantizar la prestación del servicio en caso de falla en la viabilidad económica, financiera y/o técnica de las Comunidades Energéticas. | | Ver respuesta al comentario 31 y comentario 173. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 466 | E2024009834 | Encontramos una redacción confusa, que mezcla reglas aplicables a comunidades con una sola frontera y múltiples fronteras. Lo mismo aplica para los detalles de la formulación de los cálculos de los créditos de energía y el reconocimiento de excedentes a cada uno de los miembros de la comunidad. Tampoco es clara la aplicabilidad de las reglas de cálculo de respaldo para el caso de comunidades energéticas de varias fronteras.<br><br>El modelo de cálculo de créditos y excedentes debe ser detallado y específico pues de otra manera puede implicar que surjan controversias en la asignación de créditos y excedentes. La resolución debe hacer explícitas las fórmulas de cálculo, en lugar de hacer referencia a la Res. CREG 174 de 2021.<br><br>Finalmente, la resolución debe definir explícitamente que la liquidación de créditos de energía deber darse dentro del mismo SDL. | Se debe exigir la instalación de medidores bidireccionales o AMI horarios en todas las fronteras comerciales de las CE, con el fin de poder liquidar horariamente los créditos de energía y los excedentes. | Ver respuesta al comentario 122. |
| 467 | E2024009834 | Encontramos una redacción confusa, que mezcla reglas aplicables a comunidades con una sola frontera y múltiples fronteras. Lo mismo aplica para los detalles de la formulación de los cálculos de los créditos de energía y el reconocimiento de excedentes a cada uno de los miembros de la comunidad. Tampoco es clara la aplicabilidad de las reglas de cálculo de respaldo para el caso de comunidades energéticas de varias fronteras.<br><br>El modelo de cálculo de créditos y excedentes debe ser detallado y específico pues de otra manera puede implicar que | Se debe exigir la instalación de medidores bidireccionales o AMI horarios en todas las fronteras comerciales de las CE, con el fin de poder liquidar horariamente los créditos de energía y los excedentes. | Se incluye la obligación en la resolución definitiva. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| | | surjan controversias en la asignación de créditos y excedentes. La resolución debe hacer explícitas las fórmulas de cálculo, en lugar de hacer referencia a la Res. CREG 174 de 2021.<br><br>Finalmente, la resolución debe definir explícitamente que la liquidación de créditos de energía deber darse dentro del mismo SDL. | | |
| 468 | E2024009865 | Proponemos a la CREG que esta resolución sea transitoria, mientras se expide una regulación integral y específica que detalle todos las aspectos, técnicos, comerciales y operativos aplicables a las Comunidades Energéticas. Lo anterior, considerando que en la medida que se avance la curva de aprendizaje de este modelo, se van a dar importantes cambios regulatorios, lo cual serían complicado aplicar en una resolución que toma aspectos de diferentes regulaciones vigentes. Adicionalmente, consideramos que la regulación de este tema debe ser muy detallada y de fácil aplicación, teniendo en cuenta el público al que va dirigido. | Establecer que esta resolución será de carácter transitorio mientras la CREG regula en un reglamento específico los aspectos, técnicos, comerciales y operativos de las comunidades energéticas. | En los ARTÍCULOS 2.2.9.1.1, 2.2.9.1.11, y 2.2.9.1.15 del Decreto 2236 de 2023 se le otorgó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas un plazo de tres (3) meses a partir de la publicación de dicho decreto, para realizar una actualización y armonización normativa por medio de la regulación con el fin de generar las condiciones necesarias para la integración de AGRC y GDC en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas.<br>Con base en lo anterior la CREG se encuentra realizando dicha armonización y actualización normativa teniendo como referencia la regulación vigente de cada uno de los aspectos señalados en el articulo 2.2.9.1.15 del decreto 2236 del 2024.<br><br>No obstante lo anterior, de requerirse alguna modificación posterior a la entrada en vigencia de la resolución, la pertinencia de la misma será analizada por la Comisión en el marco de sus competencias. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 469 | E2024009865 | Entendemos que según la Res. UPME 501 de 2024 el límite máximo de potencia de la actividad de AGRC y AGDC es de 5 MW, por lo que solicitamos se precise que no habrán AC o GDC cuya potencia sea superior a 5 MW.<br><br>De igual manera, al agregar este literal se podría entender que en caso que un AG tenga una potencia máxima superior a 5 MW, éste podrá tener como límite para comercializar los excedentes de la CE o CEEP hasta 5MW y la energía restante se comercializará a través de otro medio. Por ejemplo, si el AGCR tiene una potencia máxima de 8 MW, podría utilizar 5 MW en el marco de las Comunidades Energéticas y los 3 MW restantes se podrían comercializar como excedentes de autogeneración según las disposiciones de la regulación vigente. | Modificar el literal d del artículo 7 de la siguiente forma: "d) Para la conexión de un AC o GDC cuya capacidad instalada sea superior al límite definido en la Resolución UPME 281 de 2015 y cuya potencia máxima declarada sea igual a 5 MW, se aplicarán los procedimientos de las resoluciones CREG 075 de 2021 y 024 de 2015." | Se incluye en la resolución definitiva. |
| 470 | E2024009865 | En el párrafo en mención se propone que si un AGPE quiere cambiar su constitución a un AC o a un GDC debe finalizar su relación con el comercializador, por lo que entendemos que este párrafo aplicaría únicamente si el usuario AGPE que se adicionará a una Comunidad Energética ya no contará con un punto de conexión al SDL o STR.<br>Entendemos que el AGPE que haga parte de una CE o CEEP seguirá manteniendo su relacionamiento con el comercializador siempre y cuando tenga punto de conexión al SDL o STR. Lo anterior, justificado en que en el numeral 6 del artículo 8 de del presente proyecto de resolución hace referencia a que el AC podrá solicitar el cambio del medidor a uno bidireccional horario o de medición avanzada al agente comercializador que lo representa. | Modificar el parrafo 2 del literal 1 del art 10 de la siguiente forma: *"Para el cambio de constitución de usuario AGPE a integrante de un AC o un GDC, dicho usuario deberá finalizar su relación con el comercializador que lo representa conforme las reglas de las Resoluciones CREG 135 de 2021 y 174 de 2021 <u>siempre y cuando este ya no cuente con un punto de conexión al Sistema Interconectado Nacional</u>".* | Se aclara en la resolución definitiva. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 471 | E2024009865 | En este punto vemos relevante se den reglas claras o por lo menos una base de las mismas para cumplir con los temas de calidad del servicio. Lo anterior debido a que si un usuario de la CE presenta algún tipo de falla que pueda afectar a la Comunidad Energética y al sistema del OR, el Operador de Red quedará a disposición de cuanto pueda tardar el interior de la CE en solucionar su falla y por ende afectar los indicadores de calidad del servicio. | | El OR continuará siendo responsable por la calidad del servicio de la red de distribución utilizada para atender a un usuario de una comunidad energética. Por lo tanto, se aplicarán las mismas disposiciones de calidad a los usuarios de las comunidades que a los usuarios del sistema que no hagan parte de ellas de la resolución CREG 015 de 2018. |
| 472 | E2024009865 | Entendemos que la comunidad energética de acuerdo a su definición es aquella que *"Genera, comercializa y/o usa eficientemente la energía a través del uso de FNCER, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos."*. Por lo anterior y teniendo en cuenta lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 4 del Decreto 929 de 2023 respecto a la excepción del cobro de energía reactiva para usuarios AGPE que utilicen FNCER, sugerimos precisar que en el caso que una CE utilice sistema AGPE estará exenta del cobro de energía reactiva. | Teniendo en cuenta que la excepción establecida en el parágrafo 2 del artículo 4 del decreto 929 de 2023 respecto a la excepción del cobro de energía reactiva para usuarios AGPE que utilicen FNCER, sugerimos incluir un parágrafo a este artículo donde se precise esta condición para CE que utilicen AGPE. | Ver respuesta al comentario 5 |
| 473 | E2024009865 | En este numeral se menciona que los excedentes se podrán comercializar de acuerdo con las reglas de la Resolución CREG 024 de 2015 y 096 de 2019 si el AC tiene una potencia instala mayor a 1 MW. Por lo anterior, solicitamos que este límite se acote a 5 MW teniendo en cuenta las disposiciones establecidas por la UPME en materia de límite de potencia máximo. | Sugerimos la siguiente redacción para el numera indicado: *"3. Si su capacidad instalada es mayor al límite de potencia máximo definido en la Resolución UPME 281 de 2015 <u>y menor o igual al límite de potencia establecido por la Res. UPME 501 de 2024</u>, los excedentes se podrán comercializar según la capacidad de acuerdo con las reglas de la Resolución CREG 024 de 2015 y la Resolución 096 de 2019. "* | Se ajusta en la resolución definitiva |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 474 | E2024009865 | En este artículo se propone que la energía excedentaria de los AC se regirá por la regulación de la resolución CREG 174 de 2021 en su capítulo V, por lo que se deberá asociar al AC con la normatividad dispuesta de AGPE. En este punto vemos importante que se aclare si aplicará la normativa de la Res. CREG 174 de 2021 a aquellos AC con una potencía máxima mayor a 1 MW y menor o igual 5 MW, debido a que en la regulación vigente la comercialización de excedentes para AGGE entre 1 MW y 5 MW se realiza mediante las disposiciones de la Resolución CREG 024 de 2015. | | Se aclara que las reglas que le aplican a la AGGE, 1 MW y 5 MW, son las contenidas en la Resolución CREG 024 de 2015. |
| 475 | E2024009865 | Teniendo en cuenta que solo se está modificando el literal b del numeral 1 del artículo 23 de la Res. CREG 174 de 2021 y que este artículo contempla en su literal a) que se podrá comercializar de acuerdo con lo siguiente: "*a) A generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados. En este caso, el precio de venta es pactado libremente*."(*Subrayado fuera de texto*) Solicitamos que se precise si lo dispuesto en el parágrafo implicará que para todas las negociaciones que se realicen de los excedentes de energía el precio máximo de venta que se podría negociar esta energía es el MC. | Solicitamos que se precise si lo dispuesto en el parágrafo implicará que para todas las negociaciones que se realicen de los excedentes de energía el precio máximo que se podría negociar esta energía es al MC. | Ver respuesta comentario 20. Adicionalmente, se aclara que el literal a del artículo 23 de la Resolución CREG 174 del 2021 no es modificado. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 476 | E2024009855 | Es esencial que la regulación propuesta tenga en cuenta la necesidad de un diseño cuidadoso y participativo, donde todos los agentes involucrados puedan aportar su experiencia. Esto asegurará que la figura de las comunidades energéticas quede clara jurídicamente protegida y orientada a resolver problemas reales del sector, optimizando el uso de recursos a todos los niveles.<br><br>Es importante que en los aspectos asociados a la comercialización de energía eléctrica de una CE los análisis tengan en cuenta los beneficios, costos y riesgos financieros que implica su operación, tales como los asociados a garantías en el mercado. Lo anterior con el fin de mantener la sostenibilidad financiera de las CE, y en general de las transacciones que se realicen en el mercado de energía.<br><br>En el marco de las revisiones de metodología regulatoria que la CREG actualmente adelanta, se considera que es importante analizar temas como el esquema PUI frente a las CE, los esquemas de garantías y prepagos para garantizar las transacciones de una CE, y lo pertinente a reglas de comportamiento de mercado que trata la Resolución CREG 080 de 2019 para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible. | | Se aclara que la resolución no modifica las responsabilidades del comercializador o prestador del servicio, al contar con una frontera comercial para cada usuario de la comunidad energética, se debe dar cumplimiento a todas las disposiciones para la protección de derechos de los usuarios y reglamento de comercialización. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 477 | E2024009855 | Respetuosamente sugerimos dar una mayor claridad a la figura del Representante de la CE especificando claramente sus roles y responsabilidades frente a la CE, en la relación con el operador red y/o el comercializador de energía eléctrica, el sistema de medición y/o reportes de energía, entre otros, así como con las demás partes o agentes del mercado. Esto garantizará una gestión adecuada y coordinada dentro del marco regulatorio | | Se aclaran algunas actividades del representante del AC en cuanto a la interacción con algunos agentes, sin embargo, las responsabilidades del representante frente a los integrantes de la comunidad energética deberán ser definidos en el acuerdo de conformación de la comunidad energética. |
| 478 | E2024009855 | La propuesta considera que es necesario ajustar la variabilidad en el precio de venta de los excedentes horarios de energía (hoy referida al precio de bolsa horario), al valor del precio promedio de los contratos con destino al mercado regulado, MC. Entendiendo que el objetivo principal de la resolución es incentivar la participación de las CE, independiente de si inyecta a la red excedentes de la autogeneración, se considera que el MC es una referencia de precio de venta coherente al ser éste un valor estable en el tiempo | | Ver respuesta al comentario 20 |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 479 | E2024009855 | Es crucial que se mantenga la claridad en las definiciones y responsabilidades de las CE para evitar cualquier ambigüedad. La indeterminación en este aspecto puede generar riesgos y dificultades operativas, afectando la sostenibilidad y eficiencia de estas comunidades. Por ejemplo, en el desarrollo normativo y reglamentario que se desprende de las disposiciones contenidas en el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 no se ha identificado una definición propia para las comunidades energéticas CEEP. Es importante que se evalúen y especifiquen los aspectos legales que soportan dicha figura de CEEP, teniendo en cuenta las excepciones y condiciones de operación que el proyecto de resolución propone para ellas | | Ver respuesta al comentario 11 |
| 480 | E2024009855 | Se sugiere revisar la pertinencia de una armonización regulatoria de las CE con el marco normativo de aquellas que se aplica para las denominadas áreas especiales (áreas rurales de menor desarrollo, barrios subnormales o zonas de difícil gestión) en el entendido que éstas podrían hacer tránsito a la figura de CE. | | Ver respuesta al comentario 286. Adicionalmente, se aclara que en las zonas especiales pueden conformar comunidades energéticas cumpliendo con la regulación vigente. |

| No. | RADICADO | COMENTARIO | PROPUESTA DE AJUSTE | RESPUESTA CREG |
|---|---|---|---|---|
| 481 | E2024009855 | El artículo 4 propuesto refiere el concepto de frontera de conexión. Respetuosamente se sugiere validar y armonizar dicho concepto con las definiciones contenidas en el reglamento de comercialización, el código de medida y las normas sobre el registro de fronteras comerciales. Proponemos que se establezcan mecanismos claros para la medición y la responsabilidad del medidor en las CE. La regulación debe definir quién es el responsable de solicitar y mantener los medidores, asegurando una implementación correcta y sin conflictos. | | Se aclara en la resolución definitiva. Respecto a las responsabilidades y propiedad del medidor se aclara que la resolución no modifica las disposiciones de la Resolución CREG 038 de 2014 y la Ley. |